Manitoba

Annual Report 2002

The Public Utilities Board

Includes 15% post-consumer waste

Manitoba

Annual Report 2002

The Public Utilities Board

Includes 10% post-consumer waste

The Honourable Gregory F. Selinger
Minister of Finance
103 Legislative Building
Winnipeg, Manitoba
R3C 0V8

Dear Mr. Selinger:

Pursuant to the provisions of Section 109(1) of The Public Utilities Board Act, I am pleased to submit to you, the Forty-Third Annual Report of the Board, pertaining to the year 2002 ending on the Thirty-first day of December .

I wish to acknowledge Board Staff, Advisors and my fellow Members for their ongoing dedication to the activities of the Board.

Sincerely,

G. D. Forrest
Chairman

TABLE OF CONTENTS

PAGE NUMBER

RESPONSIBILITIES OF THE BOARD 1

MEMBERS OF THE BOARD 2

SUMMARY OF BOARD ACTIVITIES -

- Board Meetings 3
- Public Hearing Days 3
- Pre-Hearing Conference Days 3
- Orders Issued 3

NATURAL GAS DISTRIBUTION

- Centra Gas Manitoba Inc. 4
- Gladstone Austin Natural Gas Co-op Ltd. 19
- Swan Valley Gas Corporation 21
- Direct Purchase of Natural Gas 22

PROPANE GAS DISTRIBUTION

- Stittco Utilities Man Ltd. 23

SERVICE DISCONNECTION AND RECONNECTION 25

THE GAS PIPE LINE ACT 28

MANITOBA HYDRO 29

MANITOBA PUBLIC INSURANCE 31

THE MUNICIPAL ACT 37

THE HIGHWAYS PROTECTION ACT 38

THE PREARRANGED FUNERAL SERVICES ACT 39

THE CEMETERIES ACT 40

FINANCIAL INFORMATION 41

RESPONSIBILITIES

The Public Utilities Board (the Board) is an independent quasi-judicial body operating under the authority of the Manitoba Legislature. While The Public Utilities Board Act was passed in 1959 the Board has regulated services under other legislation since 1912.

The Board is responsible for the regulation of public utilities as defined under *The Public Utilities Board Act*; namely: Centra Gas Manitoba Inc., Stittco Utilities Man Ltd., Gladstone, Austin Natural Gas Co-op Ltd., Swan Valley Gas Corporation, all energy providers and most water and sewer utilities in the Province.

The Board also regulates the premiums charged by Manitoba Public Insurance for compulsory auto insurance and related premiums charged on drivers' licences and the rates charged by Manitoba Hydro for the sale of power, all pursuant to *The Crown Corporations and Public Review and Accountability Act*. Other enactments which assign regulatory or adjudicative responsibilities to the Board are:

The Greater Winnipeg Gas Distribution Act
The Gas Allocation Act
The Prearranged Funeral Services Act
The Cemeteries Act
The City of Winnipeg Act (passenger carrier agreements)
The Manitoba Water Services Board Act (Appeals)
The Highways Protection Act (Appeals)

The Board is also responsible for the administration of The Gas Pipe Line Act which requires the Board to authorize construction and operation of all gas pipe lines in Manitoba.

MEMBERS OF THE BOARD

As of December 31, 2002 the members of the Board were:

G. D. Forrest, Chairman
R. A. Mayer, Q.C., Vice-Chairman
D. Côté
M. Girouard
E. Jorgensen
Dr. K. Avery Kinew
S. Proven
Mario J. Santos

SUMMARY OF BOARD ACTIVITIES

BOARD MEETINGS AND HEARINGS

Board Meetings	27
Public Hearing Days	38
Appeal Hearings	
Disconnection of Service	0
The Highways Protection Act	3
Municipal Gas	36
Pre-Hearing Conference Days	3

ORDERS ISSUED

During the year ending December 31, 2002, 222 Orders were issued, as follows:

Regulated Industry Orders:

Water and Sewer Utilities	75
Manitoba Hydro	75
Natural Gas and Propane Utilities	24
Service Disconnection & Reconnection	0
Manitoba Public Insurance Corporation	8
The City of Winnipeg (Transportation)	0
Highways Protection Act	2
The Cemeteries Act	4
Municipal Gas Appeals	34

Note: Copies of the decisions of The Public Utilities Board of Manitoba are available from the Board's office upon request.

NATURAL GAS DISTRIBUTION

CENTRA GAS MANITOBA INC.

CENTRA GAS MANITOBA INC. APPLICATION FOR AN INTERIM EX-PARTE ORDER OF THE BOARD AUTHORIZING AND APPROVING AMENDMENTS TO THE TERMS AND CONDITIONS OF SERVICE - Order No. 14/02 - January 30, 2002

In order to implement the Western Transportation Service ("WTS") and the associated Agency Billing and Collection Service ("ABC"), the Board approved amendments to the Terms and Conditions of Service ("Terms and Conditions") of Centra Gas Manitoba Inc. ("Centra") in Order 49/00, dated March 30, 2000. The Board approved further amendments to Centra's Terms and Conditions related to the payment due date and the late payment rate, in Order 154/00, dated December 5, 2000.

On October 26, 2001, Centra applied to the Board for an interim ex-parte order authorizing and approving proposed amendments to Centra's existing Terms and Conditions of Service, to become effective November 1, 2001. Centra submitted that the following proposed amendments were necessary to clarify and refine clauses related to the WTS and ABC service offerings to reflect actual experience and to incorporate other amendments previously ordered by the Board:

1. Extending the processing period for WTS enrollments from 30 to 45 days.
2. Making Invoice and Remittance guidelines consistent for WTS and ABC Service.
3. Changing the valuation of gas loans that are carried over as part of the annual financial reconciliation under WTS for brokers with and without ABC contractual arrangements.
4. Changing the credit requirements that brokers must meet to participate in WTS.
5. Changing all references to "invoice" with "statement" for WTS and ABC Service.
6. Amending articles to reflect the change from mandatory to optional ABC Service for Small General Service and Large General Service customers, effective May 1, 2001.
7. Amending articles to reflect the removal of the Buy/Sell Interruptible Delivery Option, effective November 1, 2001, as previously ordered by the Board.
8. Amending articles to reflect the discontinuance of Buy/Sell Service effective November 1, 2001, subject to the "grandfathering" provisions in Order 78/01.
9. General "clean up" to ensure consistency in wording, numbering and to clarify certain articles of the Terms and Conditions.

The Board was not convinced that there was a need to extend the processing period for WTS enrolment from 30 to 45 days. The Board approved the other amendments to the Terms and Conditions of Service, as requested by Centra.

AN APPLICATION BY CENTRA GAS MANITOBA INC. FOR AN INTERIM ORDER APPROVING PRIMARY GAS

SALES RATES TO BE EFFECTIVE FOR ALL GAS CONSUMED ON AND AFTER FEBRUARY 1, 2002 - Order No. 15/02 – January 30, 2002

On December 12, 2001, Centra applied to the Board for approval of interim sales rates to be effective February 1, 2002 and to remain in effect until a further Order of the Board.

Centra also requested the Board to approve a rate rider to dispose of the estimated January 31, 2002 Primary Gas PGVA over the next 12 months normalized volumes.

Pursuant to Board requirements, Centra filed an update to its original Application with the Board on January 22, 2002.

The dramatic increase in Centra's Primary Gas costs during 2000 was due to a demand and supply imbalance, unusually high demand as a result of a strong North American economy, and colder than normal weather in November and December. This resulted in a gas price in excess of $13.00 per Gj in January 2001. Following this peak, the price decreased abruptly because of the early end to the 2000/01-winter season. Prices continued to decline during the spring and early summer of 2001, and the trend has continued through the fall. The reason for this trend is the market's expectation of an economic slowdown resulting in less demand, greater available supply, current high levels of storage gas inventory, and a switch to alternate fuels in response to the past winter's unprecedented high natural gas prices. Gas prices stabilized in the last months of 2001 and in early 2002.
Centra placed price hedges to bring price protection. to 50% of the eligible TCE/Mirant contract volumes for November 2001 to October 2002.

On November 14, 2001, Centra placed further derivatives for an additional 40% of the purchases under the TCE/Mirant Contract for December 2001 to October 2002 volumes.

In addition to the Primary Gas Base Rate change related to the cost of Western Canadian gas, Centra requested approval of the imposition of a rate rider to refund the Primary Gas PGVA balance at January 31, 2002 estimated to be $10,259,161 owing to Centra's customers.

Pursuant to Board requirements, Centra filed an updated forward price strip with the Board on January 22, 2002. The price strip for the period from February 1, 2002 to January 31, 2003, based on closing prices at January 17, 2002 adjusted to incorporate hedging impacts was $3.182/Gj compared to the $4.255/Gj contained in the December 12, 2001 application. Centra also updated its Nova Tolls and AECO/Empress differentials to reflect revised actual and forecast unit prices. Additionally, Centra revised the gas costs from those reported in the initial application as a result of hedging transactions placed since May 25, 2001. For the May 25 and October 4, 2001 transactions, the overall costs were decreased to reflect the revised estimated Buy/Sell volumes. These reductions totalled $1,191,228.

The other significant change was related to the costless collars placed by Centra on November 14, 2001 for February to October

2002 volumes. Total estimated impacts were $12,629,065 compared to $9,436,977 contained in the original application. In terms of unit costs the impacts of all hedging transaction revisions increased from $0.191 per Gj to $0. 256 per Gj.

Using the 100% inclusion rate, and fuel, overhead and storage gas costs resulted in a Primary Gas cost embedded in the base sales rate of $0.1558 per cubic metre, compared to the original request of $0.1702 per cubic metre.

The proposed February 1, 2002 billed Primary Gas Rate requested by Centra was $0.1477 per cubic metre, compared to the originally requested billed rate of $0.1620 per cubic metre.

Based on the revised strip and other changes, the following table details the decreases to the annual natural gas bills of different customer classes.

ANNUALIZED AS BILLED RANGE OF CUSTOMER IMPACTS REVISED APPLICATION

Customer Class	Low	High
SGS*	-1.9%	-2.1%
LGS**	-2.0%	-2.5%
HVF***	-2.5%	-2.7%
Mainline	-2.7%	-2.9%
Interruptible	-2.5%	-2.7%

*SGS - Small General Service
**LGS - Large General Service
***HVF - High Volume Firm

On October 23, 2001, Centra submitted a report to the Board evaluating alternatives to the use of a 12-month forward price strip for forecasting gas prices and recommended that Centra continue the current practice of using the 12-month forward price strip, with the option of updating the forward strip price prior to rate implementation.

The Board ordered that the existing methodology be followed until a further order of the Board.

The following table provides a summary of gas costs and customer impacts, including the updated application for February 1, 2002.

Date	Cost of Gas 12- month strip	Customer Bill	Percent Change
November 1, 2000	$6.451/Gj	$ 1,123	14.9%
February 1, 2001	$ 9.251/Gj	$ 1,381	23.0%
August 1, 2001	$ 5.517/Gj	$ 1,233	-3.4%
November 1, 2001	$ 3.974/Gj	$ 1,147	-6.9%
February 1, 2002	$ 3.812/Gj	$ 1,124	-2.0%

AN APPLICATION BY CENTRA GAS MANITOBA INC. TO VARY BOARD ORDER 168/01 Order No. 44/02 – March 13, 2002

On February 8, 2002 Centra applied to vary Order 168/01 "with respect to the timetable associated with Centra's next General Rate Application." Centra submitted that the timetable in Order 168/01 could no longer be met as a result of events that have transpired since Order 168/01 was issued, including:

1. The expansion of the scope of the Hydro status update hearing which, in Hydro's view, initially did not include a review of the reasonableness of Hydro's existing sales rates.

2. The rescheduling of the start of the Hydro hearings to April 15, 2002 from the March 11, 2002 date originally proposed.

3. The Hydro hearings were originally expected to last for approximately two weeks, but now are scheduled into May or June 2002.

4. The Hydro hearings have attracted at least eight Intervenors, and 12 potential Intervenor witnesses.

5. Hydro has received a significant number of information requests that must be addressed by Hydro staff, including review by senior management.

Centra submitted that it did not have sufficient resources to engage in two rate applications at the same time, and could not adequately prepare the Centra General Rate Application (GRA) until the Hydro hearings were completed. Centra also suggested that Intervenors might experience similar resource availability problems.

Centra proposed the following amendments to the timetable set out in Order 168/01:

1. Centra will file a 2002/03 non-Primary Cost of Gas Application as soon as possible with a public hearing to commence in June 2002. This Application will address the Supplemental Gas Rates, Transportation to Centra Rates, and the Unaccounted for Gas component of the Distribution to Customer Rates. Alternatively, should the Board be unable to accommodate this schedule, the filing date could be delayed to September 2002 with a hearing to commence in December 2002.

2. The non-Primary Cost of Gas Application would include:
   - A review of non-Primary gas costs and deferral account balances to March 31, 2002.
   - A review of estimated non-Primary Gas costs from April 1, 2002 to March 31, 2003.
   - A request for confirmation of outstanding interim Board orders issued since the 1998 GRA.
   - A review of Centra's responses to previous Board directives with respect to Derivatives Hedging Policy, Derivatives Hedging Training Program, Value of Interruptible Customer's Report, Blank Page Analysis update, and the Inter Utility Rate Study.

3. Centra will file a GRA based on a 2003/04 test year after the November 2002 meeting of Centra's Board of Directors, and request a hearing

to commence in the spring of 2003.

Centra's current Integrated Financial Forecast ("CGM01-1"), prepared on a weather-normalized basis, indicates that Centra will break-even in 2001/02, and realize a $5 million loss in 2002/03. Centra's Board was willing to accept the forecasted loss in 2002/03 because of the significant cost of gas increases that customers had experienced over the last few years. Centra has further forecast a break-even position in 2003/04, assuming a 1.9% general revenue increase. CGM01-1 currently assumes annual revenue increases of 0.5% and each year after 2003/04.

The current estimate of actual results for 2001/02 indicates that Centra will realize a loss of between $6 and $10 million. Centra indicated that because of the expected 2001/02 loss, the requested rate increase for 2003/04 may be marginally higher than the 1.9% reflected in the CGM01-1.

Despite the expected loss in 2001/02 and 2002/03, Centra remained of the view that it was in the best interest of its customers to avoid the costs of having a GRA for 2002/03 when no rate increase was being requested. Centra further suggested that it would be more appropriate to incur those costs when Centra required a general rate increase, which currently is expected to be in the 2003/04 test year.

Centra stated that it did not want to mix gas cost reduction issues with distribution rate change issues that may be required as a result of a GRA application.

The Board noted that this application to vary was substantively more than a simple request to amend the timetable, as suggested by Centra in its application. In addition to the requested changes in timetable, this application also contemplated a change in process with respect to the review of non-Primary Gas Costs separate from the review of distribution rates, and a change in test year for the GRA application from 2002/03 to 2003/04.

Board Order 168/01 provided, in part, that the filing requirements for Centra's GRA, as set out in Order 106/01, will remain unchanged noting that on a best efforts basis, Centra will assist the Board to discharge its statutory obligation.

As a result of these cost reductions, Supplemental, Transportation, and Distribution rates will change, resulting in rate reductions, according to Centra, in the range of 7.9% for residential customers, and 9.3% to 21% for larger volume customers.

In order for all customers to receive the benefits of these rate reductions as soon as possible, the Board approved this aspect of the application to vary Order 168/01, and directed Centra to file its 2002/03 Cost of Gas application with the Board immediately.

It was the long passage of time since the last GRA, as well as a number of issues related to the acquisition of Centra by Hydro effective August 1, 1999 that are key drivers that made this GRA particularly important.

The Board had to balance the competing interests of the various parties, together with efficiencies in the public hearing process.

The Board notes that a decision was taken in early November to not file a General Rate Application.

The Board notes that the distribution sales rate comprises 25% of the total base rate, and

that some of the outstanding issues will at least be touched on in a public hearing process dealing with integration matters to commence in April 2002. The Board was further concerned with the fact that Centra projected a loss of $6 to $10 million in the fiscal year ending March 31/02 and a further loss of $5 million for the fiscal year ending March 31/03.

While no rate increase was sought this alone cannot lead one to conclude that Centra's costs were not increasing or remain reasonable. In fact, of concern to the Board was Centra's position to defer a possible need for rate increases and to incur operating losses to be recovered at a later date. While the Board cannot pre-judge these operating costs, the desirability of such an approach needs to be reviewed as soon as possible otherwise inter-generational inequities may occur. Additionally, there were monies currently being collected in rates for cost of service components such as income taxes and rate of return on shareholders equity which existed when Centra was privately owned and no subsequent review has been made as to the allocation of these monies. While there are many issues which require review, and except for inter-generational issues, there was no evidence currently before the Board that existing rates were unjust and unreasonable and that a deferral of the GRA was prejudicial to gas consumers.

The Board approved the application to vary Order 168/01 with respect to the GRA timing and test year, and directed that a comprehensive GRA application, based on a 2003/04 test year, be filed with the Board by December 1, 2002 regardless of whether a rate change is sought.

AN APPLICATION BY CENTRA GAS MANITOBA INC. FOR AN INTERIM ORDER APPROVING: 1. PRIMARY GAS SALES RATES TO BE EFFECTIVE FOR ALL GAS CONSUMED ON AND AFTER MAY 1, 2002; 2. THE REMOVAL OF EXISTING RATE RIDERS IMPOSED ON JUNE 1, 2001 PURSUANT TO BOARD ORDERS 91/01 AND 94/01 FOR SUPPLEMENTAL GAS, TRANSPORTATION TO CENTRA AND DISTRIBUTION TO CUSTOMER RATES - Order No. 77/02 - May 3, 2002

Centra applied to the Board on March 26, 2002 for approval of increased Primary Gas sales rates to be effective May 1, 2002.

Centra filed updated forward price information as at April 17, 2002, which information reflected a continuing increase in primary gas costs.

Centra also requested the termination of certain non-primary gas rate riders approved by the Board in Orders 91/01 and 94/01. The balance in these non-primary gas cost deferral accounts at March 31, 2002 was estimated to be approximately $16.2 million owing to customers.

The current Primary Gas rate, effective February 1, 2002, included a primary cost of gas of $3.556 per Gj, based on the forward market strip at January 17, 2002 close. Centra's March 26 application contained a primary cost of gas of $4.178/Gj, based on the forward market strip at March 1, 2002, while the updated information showed a forecast gas cost of $5.209 per Gj, based on a forward market strip close on April 17, 2002. Thus, the market had shown increases in forecast gas cost of over 45% since January 17, 2002.

The Board noted that the Consumers' Association of Canada (Manitoba) Inc./Manitoba Society of Seniors and Municipal Gas urged the Board to continue to utilize the most current available information in setting rates. While conceding that this could result in greater rate instability, both parties suggested that the continued use of this principle would enhance price transparency and better reflect market conditions.

In its decision the Board ordered the immediate disposition of the Primary Gas PGVA estimated to be $2.27 million and the non primary gas cost deferral accounts estimated to be approximately $16.2 million owing to consumers.

In this decision, the Board directed Centra to file, for Board approval, revised rate schedules and customer impact information to be effective May 1, 2002 to reflect:

a) The most current forward price as of April 17, 2002
b) Refund of the revised Primary Gas PGVA balance at April 30, 2002 of approximately $2.27 million and refund of the balance in the non-primary gas costs accounts at April 30, 2002 of approximately $16.2 million.
c) Termination of the existing rate riders for non-primary gas costs pursuant to Orders 91/01 and 94/01.

APPROVAL OF INTERIM PRIMARY GAS SALES RATES TO BE EFFECTIVE FOR ALL GAS CONSUMED ON AND AFTER MAY 1, 2002, PURSUANT TO BOARD ORDER 77/02 - Order No. 79/02 - May 3, 2002

On May 3, 2002, the Board, in Order 77/02, directed Centra to file revised rate schedules and customer impact calculations for rates to be effective for all gas consumed on and after May 1, 2002.

Centra filed the required information on May 3, 2002. The Board approved the rate schedules as filed by Centra.

The 12-month forward price strip including price management impacts ranged from a low of $3.812/Gj in February 2002 to a February 1, 2001 high of $9.251/Gj, with the May 1, rates based on a price of $5.084/Gj. The May 1, 2002 billed rates reflect a Primary gas cost and Primary Gas PGVA rate rider in the amount of $0.1956 per cubic metre. The total billed rate including the PGDA rate rider is $0.2319 per cubic metre.

The following table shows the estimated increase in annual gas bills for the various customer classes, relative to the February 1, 2002 billed sales rates.

Customer Class	Low	High
SGS	8.3%	9.7%
LGS	8.2%	10.5%
HVF	14.2%	15.1%
Mainline	14.9%	17.3%
Interruptible	3.8%	4.1%

The following table provides a summary of annual customer bills for the typical residential consumer, based on 12-month forward estimated gas costs (including price management activities), and corresponding customer impacts for the typical residential consumer.

Date of Rate Change	Annual Customer Bill	Percent Change in Bill
November 1, 2000	$ 1,123	14.9%
February 1, 2001	$ 1,381	23.0%
August 1, 2001	$ 1,233	-3.4%
November 1, 2001	$ 1,147	-6.9%
February 1, 2002	$ 1,124	-2.0%
May 1, 2002	$ 1,225	9.0%

CENTRA GAS MANITOBA INC. APPLICATION FOR AN INTERIM EX-PARTE ORDER OF THE BOARD: 1. AUTHORIZING AND APPROVING AN AMENDMENT TO THE EXISTING FRANCHISE AGREEMENT BETWEEN CENTRA GAS MANITOBA INC. AND THE RURAL MUNICIPALITY OF ROCKWOOD; 2. APPROVING THE FINANCIAL FEASIBILITY TEST FOR THE EXPANSION OF NATURAL GAS SERVICE TO THREE CUSTOMERS WITHIN THE RURAL MUNICIPALITY OF ROCKWOOD - Order No. 134/02 - July 30, 2002

On June 28, 2002, Centra applied to the Board for interim ex-parte approval and authorization of an amendment to the existing franchise agreement between Centra and the Rural Municipality of Rockwood ("Rockwood"), and interim ex-parte approval of the financial feasibility test for expansion of Centra's distribution system to serve two commercial customers and one residential customer within the expanded franchise area.

Centra currently has a franchise agreement with Rockwood covering a portion of the Municipality. Centra was requested to extend natural gas service to a commercial establishment located in the SE ¼ of Section 22, Township 16, Range 2 EPM, located south of the existing franchise area, for the summer of 2002. Additionally one other commercial customer and one residential customer located in the same quarter have requested service. In total, there are potentially 2 commercial and 5 residential customers that could be served by this expansion project, all located within SE1/4-22-16-2 EPM.

A total of three customers have signed up and are included for purposes of the feasibility test. The estimated annual consumption of 31,333 cubic metres is based on the equipment-input and square footage load for the commercial customers, while the residential consumption of 2,833 cubic metres was the Small General Class ("SGC") average used for all recent expansion applications

Estimated capital costs for the project are $18,488 to be spent in the first three years.

The amendment to the existing Franchise Agreement and the feasibility test as submitted by Centra was approved, on an interim ex-parte basis.

AN APPLICATION BY CENTRA GAS MANITOBA INC. REGARDING: 1. FINAL APPROVAL OF VARIOUS GAS COSTS; 2. APPROVAL OF SALES RATES TO BE EFFECTIVE AUGUST 1, 2002 BASED ON FORECAST 2002/03 NON-PRIMARY GAS COSTS; 3. APPROVAL OF DISPOSITION OF VARIOUS GAS COST DEFERRAL ACCOUNT BALANCES; 4. APPROVAL OF INTER-COMPANY DEBT; 5. FINAL APPROVAL OF VARIOUS EX-PARTE ORDERS RESPONSES TO PREVIOUS BOARD DIRECTIVES - Order No. 135/02 – July 31, 2002

Centra filed its Application with the Board on March 14, 2002, and revised the Application on May 22, 2002. The revised Application requested the following:

1. Approval of Supplemental Gas, Transportation (to Centra), and Distribution (to customers) rates to be charged by Centra for the sale of gas and the provision of transportation and distribution services to its customers, effective with respect to all gas consumed on and after August 1, 2002. The only component of Centra's Distribution rate addressed in the Application was the portion related to Unaccounted For Gas.

2. Final approval of January 1 to December 31, 2000, and January 1 to March 31, 2001 gas costs, and the various Purchase Gas Variance Accounts ("PGVA's") (excluding Primary Gas PGVA) and gas cost deferral account balances as at March 31, 2001.

3. Final approval of April 1, 2001 to March 31, 2002 gas costs, and gas cost deferral account balances as at March 31, 2002.

4. Approval of the disposition of the non-primary PGVA's and gas cost deferral account balances accumulated to March 31, 2002, plus carrying costs to July 31, 2002.

5. Approval of the establishment of two deferral accounts related to the capital tax impact of the gas cost deferral accounts for the fiscal years ended March 31, 2001 and 2002 including carrying costs, as well as the establishment of a deferral account to capture the capital tax impacts in future years, commencing April 1, 2002.

6. Final approval of the interim tariff approved by the Board in Order 58/00 to be charged to all Agents, Brokers and Marketers for the provision of the Agency, Billing and Collection Service.

7. Final approval of interim ex-parte Order 154/00 amending the Terms and Conditions of Service related to payment due dates and late payment charges.

8. Final approval of interim ex-parte Orders 181/99, 109/00, 123/00, 140/00, 154/01, 164/01, and 172/01 related to the approval of new or amended franchise agreements, feasibility tests and a connection fee schedule within various Rural Municipalities in Manitoba.

9. Final approval of interim ex-parte Orders 18/01, 119/01, 170/01 and 15/02 related to the approval of interim quarterly Primary Gas rates commencing February 1, 2001 and ending February 1,

2002.

10. Final approval of interim ex-parte Order 14/02 to amend the Terms and Conditions of service related to Western Transportation Service and Agency, Billing and Collection Service.

11. Approval of a rate to be charged by Centra for reconnections of service performed outside of normal work hours, to be effective August 1, 2002.

12. Approval of the removal of the Service Abandonment Fee from the Schedule of Miscellaneous Charges for Service as part of the Terms and Conditions of Service, and a redefinition of "Service Relocations" as included in the Schedule of Miscellaneous Charges.

13. Approval of the collection of the Basic Monthly Charge from all customers, including those whose services are temporarily disconnected, inactive, or vacant, effective August 1, 2002, as currently included in the Terms and Conditions of Service.

Based on the updated Application, Centra forecasted the 2002/03 fiscal year non-primary gas costs to be approximately $12.8 million lower than the revenues generated by current rates. Additionally, Centra forecasted the March 31, 2002 PGVA and other gas cost deferral account balances (except for the Primary Gas PGVA) plus carrying costs to July 31, 2002, net of the revenues collected by existing rate riders, to be approximately $17 million owing to customers.

In addition to the above, Centra provided responses to previous Board directives respecting Centra's Inter-Utility Rate Study, the Derivative Hedging Policy and the Derivative Hedging Training Program, the Report on the status of Centra's "Blank Page" Gas Supply Portfolio Analysis, and a Report on the Value of Interruptible Customers.

Natural gas is a commodity subject to market fluctuations. Natural gas prices respond to supply and demand forces in the unregulated market. Natural gas prices in Canada and the United States appear to have stabilized over the past year. In March 2001, the spot price for natural gas was approximately $7.60/Gj, the forward price at April 22, 2002, used in Centra's 2002/03 forecast was $4.57/Gj.

The Board was satisfied that the 2000/01 and 2001/02 final gas costs were reasonable and appropriate. The Board also found the PGVA and other gas cost deferral accounts properly reflect differences between amounts included in sales rates and actual gas costs with the exception of the capital tax deferral accounts.

The Board found that capital taxes are a revenue requirement issue and should not be considered a Cost of Gas issue and any further examination of Centra's capital taxes to occur at Centra's next General Rate Application, expected to be in the fall of 2002.

The Board found Centra's estimates for 2002/03 gas costs to be reasonable, and approved forecast non-Primary Gas costs of $80,012,875.

Consumers should be aware of the potential impact on transportation and other tolls that may arise from a pending National Energy Board ("NEB") decision in respect of TransCanada Pipelines Ltd. toll application. The Board directed Centra to seek new

Transportation Rates, if required as a result of the NEB decision.

In addition to the matters above, the Board approved a number of interim orders relating to Primary Gas, and rural expansion. The Board approved the financing of inter-company debt and a number of changes to Centra's Terms and Conditions of Service.

The following table illustrates the annualized impacts of this Order on customer's bills, relative to May 1, 2002 rates.

Customer Class	Annualized Rate Impact
SGC	-2.0 to -2.2%
LGC	-2.4 to -3.0%
HVF	-2.0 to -2.4%
Mainline	-2.4 to -31%
Interruptible	-3.0 to -3.4%

AN APPLICATION BY CENTRA GAS MANITOBA INC. FOR AN INTERIM ORDER APPROVING PRIMARY GAS SALES RATES TO BE EFFECTIVE FOR ALL GAS CONSUMED ON AND AFTER AUGUST 1, 2002 Order No. 136/02 - July 31, 2002

On June 14, 2002, Centra applied to the Board pursuant to Order 99/01 for approval of interim Primary Gas sales rates to be effective August 1, 2002 and to remain in effect until a further Order of the Board.

Centra filed an updated forward price strip with the Board on July 23, 2002 with supporting documentation and a Schedule of Rates to reflect the updates. The price strip for the period from August 1, 2002 to July 31, 2003, based on closing prices at July 17, 2002, without incorporating revised hedging impacts, was $4.526/Gj compared to the $4.832/Gj contained in the June 14, 2002 application. Nova Tolls remained unchanged from the June 14 application, while the AECO/Empress differentials for the months of August to October 2002 were changed from $0.1400/Gj to $0.1450/Gj to reflect revised actual and forecast unit prices.

Additionally, Centra revised the gas costs from those reported in the initial application as a result of hedging transactions based on the updated price strips.

The impact of the transactions shown above was estimated to be $0.01580 per Gj.

In addition to the above transactions, Centra placed hedges for 7,080,000 Gj for the months of May, June and July, 2002 on July 17, 2002.

Using the 100% inclusion rate, and fuel, overhead and storage gas costs would result in a Primary Gas cost embedded in the base sales rate of $0.1842/cubic metre, compared to the original request of $0.1897/cubic metre.

Thus, the applied for August 1, 2002 billed Primary Gas Rate using the updated application, including the PDGR rate rider of $0.0363/ cubic metre, was $0.2158/cubic metre, compared to the June 14 request billed of $0.2213/cubic metre, and $0.2319/cubic metre in current rates.

The following table shows the changes to annual natural gas bills of different customer classes that result when the July 17, 2002 forward price curves were incorporated into the rates. These impacts were based on the existing May 1, 2002 rates for Primary Gas, Supplemental Gas, Transportation and Distribution.

ANNUALIZED AS BILLED CUSTOMER IMPACTS - REVISED APPLICATION

Customer Class	Bill Decreases
SGS	-4.0% to -4.3%
LGS	-4.1% to -5.1%
HVF	-5.0% to -5.5%
Mainline	-5.3% to -5.9%
Interruptible	-5.6% to -6.0%

AN APPLICATION BY CENTRA GAS MANITOBA INC. FOR AN INTERIM ORDER APPROVING PRIMARY GAS SALES RATES TO BE EFFECTIVE FOR ALL GAS CONSUMED ON AND AFTER NOVEMBER 1, 2002
Order No 188/02 - November 5, 2002

On September 20, 2002, Centra applied to the Board for approval of the continuation of the approved interim Primary Gas sales rates to be effective November 1, 2002 and to remain in effect until a further Order of the Board.

Because the September 30, 2002 application did not request any rate increase, the Board required Centra to up-date the application on October 15, 2002 instead of 10 days prior to the effective date of the rate change, as required by the RSM. The Board took this action in order to inform the public in advance of the implementation of new rates, if prevailing market circumstances at that time dictated that rate changes were necessary.

Centra filed an updated forward price strip with the Board on October 15, 2002 with supporting documentation and a Schedule of Rates to reflect the updates. The price strip for the period from November 1, 2002 to October 31, 2003, based on closing prices at October 10, 2002, without incorporating revised hedging impacts, was $5.330/Gj compared to the$5.029/Gj contained in the September 20, 2002 application. Nova Tolls remained unchanged, while the AECO/Empress differentials for the months of August to October 2002 changed to $0.1600/Gj for November, 2002, $0.1700 from December, 2002 to April, 2003 and to $0.1863/Gj, reflecting revised actual and forecast unit prices.

Centra revised the gas costs from those reported in the initial application as a result of hedging transactions based on the updated price strips. Centra estimated the impact of the above transactions to be a decrease of ($0.1050/Gj).

Using the 100% inclusion rate, and fuel, overhead and storage gas costs would result in a Primary Gas base rate of $0.1939 per cubic metre, compared to the $0.1865 per cubic metre included in the September filing and the $0.1842 in the existing base rate.

Thus, the applied for November 1, 2002 billed Primary Gas Rate using the updated application was $0.2239 per cubic metre, compared to $0.2165 included in the September application and $0.2158 per cubic metre in current rates.

The following table details the changes to annual natural gas bills of different customer classes that result when the October 10, 2002 forward price curves were incorporated into the rates. These impacts were based on the existing August 1, 2002 rates for Primary Gas, Supplemental Gas, Transportation and Distribution.

ANNUALIZED AS BILLED CUSTOMER IMPACTS - REVISED APPLICATION

Customer Class	Bill Increases
SGS	2.1% to 2.3%
LGS	2.2% to 2.8%
HVF	2.7% to 3.0%
Mainline	2.9% to 3.2%
Interruptible	3.1% to 3.3%

After analysis by the Board and with input from the interested parties, the Board approved the Application for revised rates.

The Board noted that some of the presentations dealt with matters previously considered by the Board in the RSM review process and commented on above and to assist them further provided the following:

1. The price that Centra pays for natural gas is in accordance with the pricing mechanisms contained in its long-term supply contract, which was extensively reviewed by the Board in 2000. The basis of the price is the daily published index price at AECO - C NIT, in Alberta. Additionally gas costs can and usually are impacted by Centra's price hedging activities that are also reviewed by the Board.

2. Natural gas prices are determined in a competitive marketplace over which Centra has no control. Centra makes no profit on the commodity cost of gas but because of market characteristics is required to reflect such changes in its rates. In this regard the following table reflects historic market fluctuations including all November 1, 2002 rate changes:

Date	Commodity Cost	Average annual bill	% change in bill
December, 1999	$3.003/Gj	$ 856	Base
August 1, 2000	$5.187/Gj	$ 993	16.1%
November 1, 2000	$5.894/Gj	$ 1,123	12.6 %
February 1, 2001	$9.251/Gj	$ 1,381	23.0%
August 1, 2001	$4.614/Gj	$ 1,233	(10.7 %)
November 1, 2001	$4.168/Gj	$ 1,147	(6.9 %)
February 1, 2002	$ 4.028/Gj	$ 1,124	(2.0 %)
May 1, 2002	$ 5.094/Gj	$ 1,237	10.0%
August 1, 2002	$ 4.759/Gj	$ 1,146	(7.4 %)
November 1, 2002	$ 5.024/Gj	$ 1,171	2.2%

A FILING BY MANITOBA HYDRO REGARDING INTEGRATION ACTIVITIES AS A RESULT OF THE ACQUISITION OF CENTRA GAS MANITOBA INC. AND RESPONSES TO THE DIRECTIVES IN ORDER 146/99 Order No. 208/02 - December 6, 2002

In May 1999, Westcoast Energy Inc. ("WEI") and Manitoba Hydro ("Hydro") executed an agreement for the purchase and sale of all of the issued and outstanding shares of Centra

Gas Manitoba Inc. ("Centra") for a price of approximately $245 million ("the Transaction"), subject to certain conditions and adjustments. After a public hearing, the Board issued Order 146/99 dated July 30, 1999, wherein the Board approved the Transaction and commented on several matters. The Board expressed concerns but concluded that, on balance, the Transaction would not unduly impact the continued provision of safe and reliable service, and would not negatively impact competition in either the gas or electric industry. The Board also concluded that while there would be risks, the Transaction, if well managed, should have no significant negative impact on the rates charged to ratepayers of the gas or electric utilities.

The Board stated, that "Approval of the Transaction does not confer any approval for Hydro to functionally integrate or corporately merge Centra's operations into Hydro's operations." Order 146/99 also included a number of specific directives which would require subsequent follow-up by the Board.

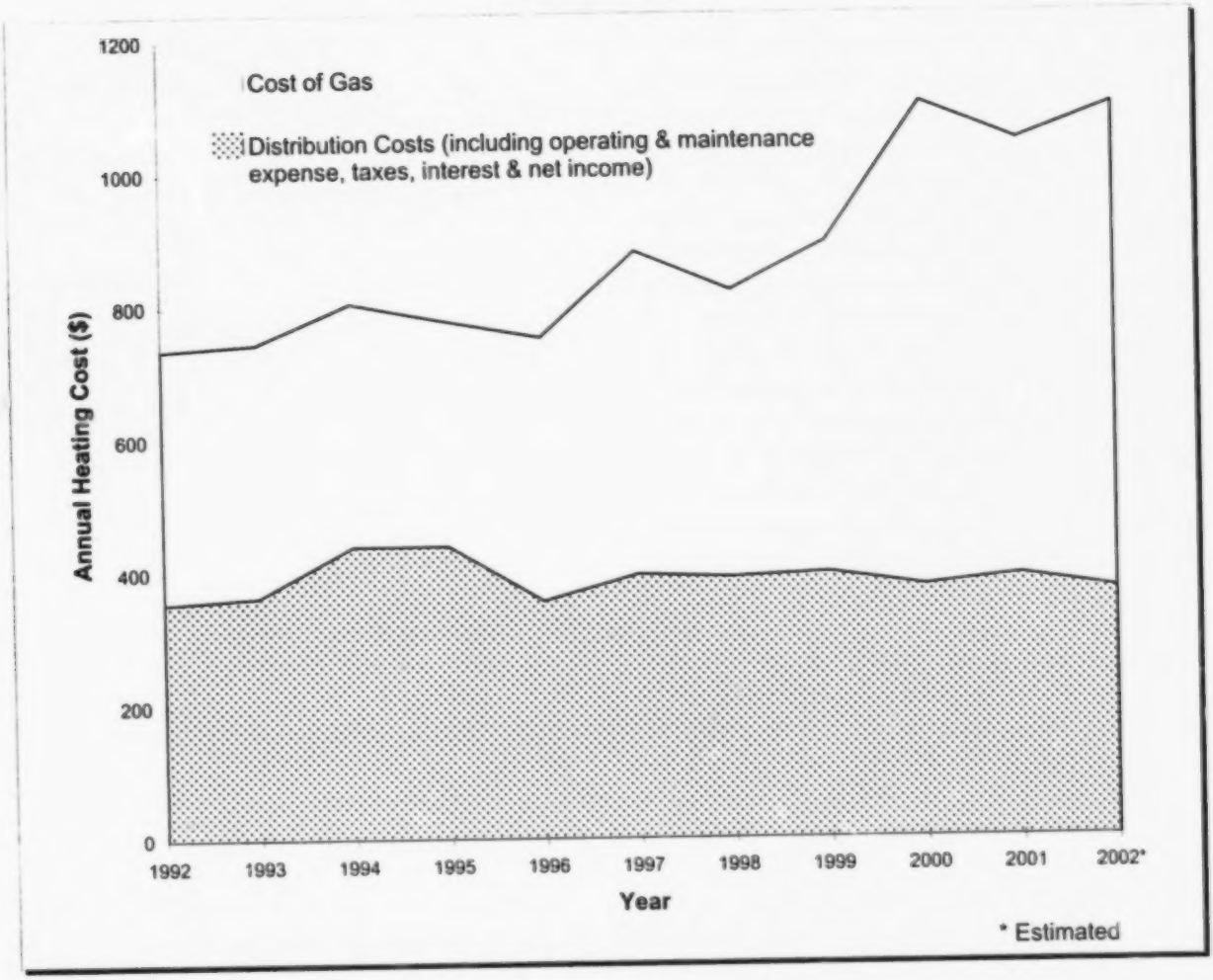
On November 30, 2001, Hydro provided the Board with an update on the Integration of Centra, including information on how costs and synergies are allocated between the electric and gas utilities. The filing also responded to the Board's recommendations and directives from Order 146/99.

In this Order, the Board directed Hydro to account for the Acquisition Transaction and Integration Costs in the books and records of Hydro as opposed to Centra for regulatory purposes. The Board also directed Hydro to file a revised listing of Acquisition Costs, Integration Costs and Integration Savings, as well as a revised Impact Analysis of the Transaction and Integration on consolidated Net Income and Rates based on specific directions contained in this Order. These matters will be reviewed as part of the Centra General Rate Application, based on a 2003/04 future test year.

The Board directed Centra to apply the full amount currently included in sales rates for income taxes of approximately $11 million each year to fully extinguish the one-time tax related debt and carrying costs as quickly as possible. The amortization period of 30 years for the acquisition and integration related costs was accepted.

In response to a number of concerns expressed by Intervenors, the Board requested Hydro and Centra to establish a more regular schedule for periodic rate reviews for each utility to improve the efficiency, effectiveness and timeliness of the regulatory process. The Board also directed that the time period between GRA's for each utility should not exceed three years, even if no rate changes are requested.

FIGURE 1



ANNUAL HEATING COST OF AN AVERAGE RESIDENTIAL CUSTOMER BASE RATES
(Annualized Basis)
Centra Gas Manitoba Inc.

Based on usage of 3,201m^3/year.

2002 costs are based on November 1, 2002 Primary Gas costs, 1998 Cost of Sevice and 2002 Other Gas Costs.

GLADSTONE, AUSTIN NATURAL GAS CO-OP LTD.

AN APPLICATION BY THE GLADSTONE, AUSTIN NATURAL GAS CO-OP LTD. FOR INTERIM EX PARTE APPROVAL OF THE CONTINUATION OF EXISTING SALES RATE TO BE CHARGED FOR ALL GAS CONSUMED ON AND AFTER NOVEMBER 1, 2002 - Order No. 189/02 - November 5, 2002

In Order 166/01, dated October 26, 2001, the Board approved rates for the sale of natural gas by the Gladstone, Austin Natural Gas Co-op Ltd. (" the Co-op") to be effective for all gas consumed on and after November 1, 2001. The approved sales rate included a basic monthly charge of $10.00 per service and a commodity rate of $9.95 per Gigajoule ("Gj"). A weighted average gas commodity purchase price, estimated at $5.25/Gj and an average delivered commodity price, estimated at $6.60/Gj were embedded in the overall sales rate.

On October 24, 2002 Campbell Ryder Engineering Ltd. ("Campbell Ryder"), on behalf of the Co-op, provided a forecast gas cost for a 12-month period from November 1, 2002 to October 31, 2003 and Purchase Gas Variance Account ("PGVA") balances for October 31, 2002 and October 31, 2003. The forecasts were based on a new gas supply arrangement for that period of time with a new supplier, PremStar Energy Canada Ltd. ("PremStar").

The PremStar arrangement consists of a variable price contract, determined as the daily index price at AECO-C NIT as reported in the Canadian Gas Price Reporter, plus $0.10/Gj. The PremStar arrangement allows the Co-op to lock in at a fixed price at the beginning of any month and that price would then apply for the balance of the contract period.

The forecast for the 2002/03 average commodity cost of gas was $5.388/Gj, with a delivered city gate price of $6.863/Gj. Additionally, the October 31, 2002 PGVA balance was estimated to be approximately $20,000 owing to customers. The PGVA balance that would accumulate during the 2002/03 supply period was expected to be approximately $19,800 owing to the Co-op. Thus, if existing sales rates continue, the net PGVA balance at October 31, 2003 would be near zero. The Co-op was therefore requesting that there be no change in sales rates and that existing rates be extended until a further order of the Board.

The Board was of the view that the new supply arrangement, and attendant pricing structure with PremStar, was reasonable.

The Board noted that if rates were established to reflect the forecast average gas costs for 2002/03, the increase in the delivered commodity cost would have been approximately 4%. The Board also noted that the PGVA balance at October 31, 2002 was estimated to be in excess of $20,000. The Board is of the view that imposing a rate increase when the PGVA balance was in favour of the customer was neither fair nor

practical. The Board accepted the recommendation of the Co-op to extend the existing sales rates.

The Board expected the Co-op to determine when and if it would be appropriate to implement the fixed supply price, as allowed in the supply arrangements and to assess the resultant impact on rates of such an action.

SWAN VALLEY GAS CORPORATION

Swan Valley Gas Corporation is a wholly owned Local Distribution Company of SaskEnergy. SaskEnergy is a Saskatchewan Crown Corporation.

Swan Valley Gas provides gas service commencing at a metering station just inside the Manitoba border and serves the three communities of Benito, Swan River, and Minitonas, in addition to the industrial customer Louisiana Pacific Canada Ltd. To transport the natural gas from the TransGas system at Norquay, Saskatchewan to the Swan Valley Gas system in Manitoba, a 37 kilometre transmission pipeline was constructed. A wholly owned subsidiary of SaskEnergy that provides inter-provincial transportation, Many Islands Pipeline, the owner of this pipeline is regulated by the National Energy Board.

The project was funded in part by the five local governments and the Federal and Provincial Government.

The Board in Order 161/00 dated December 15, 2000 granted approval of Authority to Operate to the Corporation.

The Board allowed the Corporation to establish a Purchase Gas Variance Account which accumulates differences between the sales rates and the price paid by the Corporation for gas.

No applications to the Board were made by Swan Valley Gas Corporation in 2002.

DIRECT PURCHASE OF NATURAL GAS

As of December 31, 2002 and for the natural gas year November 1, 2002 to October 31, 2003 the Board registered 17 companies for the brokerage of natural gas supplies to Manitobans.

The Board continued to monitor and supervise this direct purchase market. A number of enquiries were handled throughout the year.

Centra Gas Manitoba Inc. reported that, during the calendar year 2002, 6473 direct purchase arrangements were submitted by Brokers. 2481 customers were conversions from Buy/Sell and 3,992 were new WTS customers. A total of 16,002 (Buy/Sell and WTS) accounts were terminated. 845 applications were rejected because of inadequate information or because the customer was already under a direct purchase arrangement. As of January 1, 2003 natural gas was flowing for approximately 40,118 accounts under direct purchase. 32,524 were WTS (ABC and non-ABC) customers and 7,594 were buy/sell customers.

Customers who receive marketing information from Brokers offering a fixed price contract continue to contact the office. Staff generally advise customers about the rules applicable to Brokers and the markets for gas without commenting on the merits of the offer.

Staff handled about 600 enquires from customers about gas broker activity. These enquiries dealt with door to door sales activity; adequacy of disclosure of information at the door, high pressure sales tactics, difficulty in contacting the Company. With the recent fall in natural gas prices a significant number of customers who signed a contract with a broker have been inquiring about terminating their contract with the Broker.

Customer Disputes

Pursuant to the Code of Conduct governing a Broker's conduct in Manitoba, a customer who is not satisfied with a Broker's attempts to resolve a dispute can refer the matter to the Board for resolution.

Thirty-five such disputes were referred to the Board and hearings to consider whether the Code of Conduct was breached were held by the Board. In reviewing the Orders, the Board found in twelve applications that the Code of Conduct was breached.

PROPANE GAS DISTRIBUTION

STITTCO UTILITIES MAN LTD.

Stittco Utilities Man Ltd. (Stittco) provides propane by pipeline in the communities of Thompson, Snow Lake and Flin Flon. The pipeline activities are regulated by the Board with respect to rates under *The Public Utilities Board Act* and with respect to safety under *The Gas Pipe Line Act*. The following number of customers are served in each community:

	Domestic	Commercial
Thompson	920	133
Flin Flon	1	27
Snow Lake	0	12

An affiliate of Stittco provides propane in bulk through non-pipeline facilities which is not regulated by the Board.

The Board issued two (2) Orders in 2002, one (1) approving a change in rates for Stittco as a result of a change in market prices.

In Order No. 28/02 dated February 11, 2002, the Board approved an application for a decrease in rates to reflect declining commodity prices in the marketplace. Stittco proposed to remove a rate rider in the amount of $49.20 per cubic metre (liquid) or $0.186 per cubic metre (vapour). Stittco advised the Board that propane prices continued to decline since July 2001 when the rate rider was reduced to $49.20.

On July 31, 2002 Stittco filed a General Rate Application with the Board for revised rates effective September 1, 2002. This Application dealt with all aspects of the Company's operations including such matters as rate base, rate of return and operating expenses. These issues were last reviewed by the Board in 1998. This Application was seeking a reduction in rates.

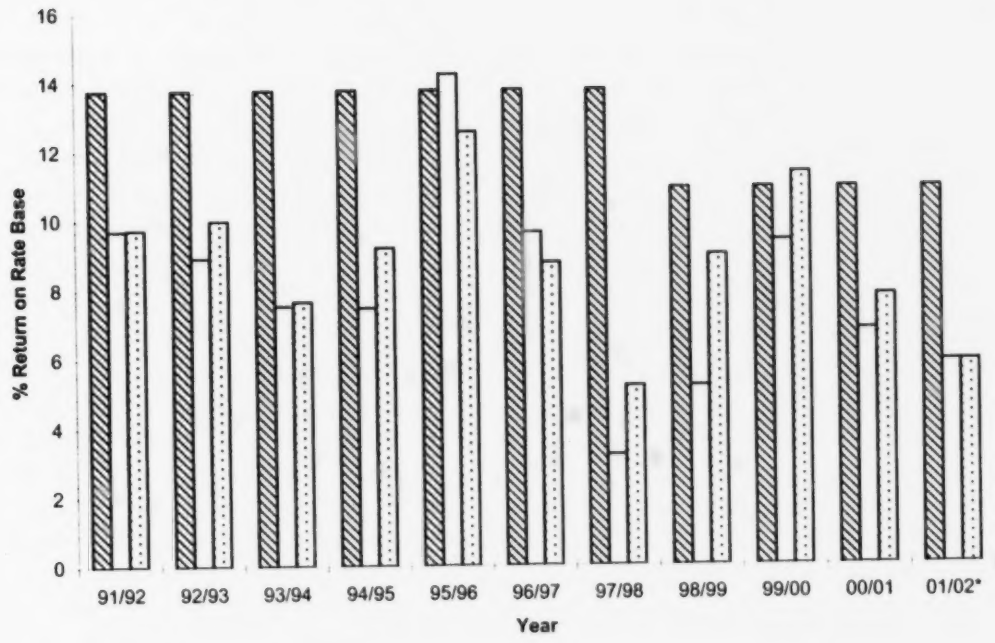
In the interest of minimizing regulatory costs the Board dealt with this Application following an adopted Least Cost Regulation model. Notice of the Application was provided to customers and no submissions were received.

Stittco submitted evidence to support a $12.75% return on equity based on an actual capital structure of 100% equity. In doing so, it noted on a projected basis the Company is expected to earn a return of 5.87% and 10.83% in 2001/02 and 2002/03 respectively. The Board found this to be reasonable under the circumstances.

The Board reviewed Stittco's new propane supply contract obtained on a tendered basis and found the results to be acceptable.

The Board, in Order No. 172/02, approved the Application of Stittco for lower rates noting that, on average, the proposed rates will be 10.6% lower than existing rates.

FIGURE 2



OVERALL RATE OF RETURN ON RATE BASE

Stittco Utilities Man. Ltd.

NOTE: Overall rate of return is the return earned or allowed to be earned by a utility calculated as a percentage of its Rate Base i.e., investment in property, plant and equipment

NOTE: Normalized rate of return is that earned by the Company assuming normal weather.

SERVICE DISCONNECTION AND RECONNECTION

Section 104(1) of The Public Utilities Board Act prohibits the disconnection of a residential gas customer's service for non-payment of arrears during the period October 1st to May 14th. The Board in Order No. 107/94 established the rules and procedures for the notice, monitoring and reporting responsibilities of the utility. As there is no requirement for service to be reconnected in the winter months and given the associated risks because of a lack of heat, the Board rigorously monitors the process and extensively liaise with the utility with regards to those customers who remain without gas service past September 30th.

Total disconnections (see Table) for the period May 14th to September 30th, 2002 showed an upward trend contrary to the steady declines over the past three years. This occurred in spite of the fact that the utility increased the dollar value of arrears at which disconnections would occur and did in fact not initiate disconnections promptly on May 14th. The growing number of customers with outstanding arrears is largely a result of the steep increases in gas prices starting in the fall of 2000. It is also due in some instances to customers entering into fixed price agreements with Brokers when gas prices were at their peak. This increase of accounts with arrears has occurred inspite of the fact that the Board attempted to mitigate the effects by passing on the rate increase over 24 months and Centra Gas extending its budget payments over 15 months instead of the usual 11 months. At this time accounts with arrears over 90 days are estimated to be about $5.2M, $4.3M of which is residential.

While a detailed analysis of the socio-economic status of each disconnected customer has not been done, anecdotal evidence indicates that many of the customers disconnected are single parents and the elderly, generally on fixed incomes. Unlike previous years, lack of employment did not appear to be an issue, but individuals in the process of changing jobs and or awaiting benefits from unemployment insurance or workers compensation were obviously affected.

During the period May 14th to September 30th customers about to be disconnected or who have been disconnected frequently contact the Board with inquiries as to their rights or for assistance in resolving disputes that they may have with the utility. In the period of review, no Board hearings were necessary.

The utility is required to file frequent reports on the number of customers disconnected as well as details as to the contact with the customer as well as information on the occupants - children, elderly, sick. These reports were duly submitted and audited by the Board.

Disconnected premises determined by the utility to be vacant based on the information collected over the summer requires contacts with the neighbours, real estate agents (if the building is listed), mortgage holder and

owner. This category poses the greatest risk as an individual, not understanding the risk involved, could easily come to harm as the weather gets colder if the building is occupied.

The utility's report of September 27, 2002 indicated a total of 126 premises vacant. The utility's report was well done in that there was contact with the owners of the premises in most cases. These premises are largely located in the core of the City and often include rental properties. It is suggested that the utility enhance the relationship with the City to improve its information on these premises.

As of December 13, 2002, 62 premises remain in the vacant category.

The Board's Rules require that the utility maintain certain information on its file about each disconnected customer. Face to face contact with the customer is required in order to obtain this information. Some customers deliberately avoid face to face contact with the utility.

The utility initially submitted a list with a total of 99 such customers. The files were later reduced to 59 and were reviewed to evaluate the attempts on the part of the utility to contact these customers and the nature of the information on the customer's file.

The Board sent letters to each of those customers identified as intentionally avoiding the utility.

The file of each customer is carefully reviewed to ferret out any information that would indicate if the customer is not capable of understanding the risk they are facing. In two instances the utility enlisted the aid of the Seniors Mobile Geriatric Unit who visited and evaluated the situation at the person's home. The utility also had its staff make multiple visits to these premises to try and establish contact. Many of these individuals eventually resolved the matter with the utility as of December 13, 2002, 34 premises remained in this category.

The remaining disconnected files represent those disconnected customers who continue to occupy the premises and for whom the utility has all of the information on the files as required by the Board. The utility generally maintains contact with these customers. On September 27, 2002 there were 1,725 files in this category. As of December 13, 2002 there were 316 homes in this category. (This includes the 34 in the above category.)

In general the customers in this category are single parents, elderly individuals, those in between jobs and those awaiting payments from injury or unemployment insurance.

The work that was done on the files by the utility this year was exceedingly good. The utility contacted customers regularly by telephone. The utility also for the first time made site visits to those customers which they felt were at the greatest risk. A total of 67 premises were visited. In some cases the utility was able to make payment arrangements at the site and the customer's service was later reconnected. The utility indicated that in most cases customers were pleased to be visited by the utility. This new approach is a welcome one and provides

significant reassurances to all that all efforts to identify individuals at risk have been undertaken. The utility makes use of the Mobile Geriatric Unit, the Child and Family Services and the Social Services Department where assistance is needed.

STITTCO UTILITIES MAN LTD.

Ten customers were disconnected in 2002. The Board did not receive any complaints from the customers of Stittco.

GLADSTONE, AUSTIN NATURAL GAS CO-OP

Three customers were disconnected, of which two were residential, one being vacant and the other has electric heat. These two remain disconnected. The third account is commercial and has been reconnected. The Board did not receive any complaints from the customers of Gladstone Austin Natural Gas Co-op Ltd.

SWAN VALLEY GAS CORPORATION

No customers are disconnected. The Board did not receive any complaints from the customers of Swan Valley Gas Corporation.

Centra Gas Manitoba Inc.

Residential

	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Total Customers Disconnected	3875	3346	3284	3924	3151	3650	4151	3177	2765	3389
Total Customers Reconnected	3800	3277	3158	3842	3065	3557	3922	2851	2418	3011
Vacant, Alternative Heat, etc. and Disconnected	75	69	126	82	86	93	229	326	347	387

Residential - Currently occupied with no gas service - 316 homes

Commercial

	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Disconnected	548	458	512	457	459	443	372	306	421	305
Reconnected	501	430	487	439	448	418	212	257	333	250
Vacant, Alternative Heat, etc. and Disconnected	47	28	25	18	11	25	160	49	88	55

THE GAS PIPE LINE ACT

The Gas Pipe Line Act (the Act), administered by the Board, governs the public safety aspects of the distribution of natural gas by Centra Gas Manitoba Inc., Gladstone, Austin Natural Gas Co-op and Swan Valley Gas Corporation, of propane by Stittco Utilities Man Ltd. in Thompson, Snow Lake and Flin Flon, and of propane by Manitoba Housing Authority in Churchill.

The Board reviews pipeline owners adherence to safety standards as adopted by the Board and/or by Regulations to the Act. The Board approves plans of proposed construction and monitors compliance using audit procedures.

The Board is also involved in the investigation of pipeline damages, explosions and/or fires. Such investigations may lead to recommendations related to the utilities' practices or procedures and also, to recommendations for other agencies and stakeholders in order to prevent similar incidents in the future.

In 2002, there were 135 reported incidents of pipeline damage, of which 114 res ed in "blowing" gas. The major causes of such occurrences were related to third party excavations for which clearance was not sought from the utility. Others were caused by excavators not following safe excavation procedures and by improper line location provided by the utility. Parties continue to meet with excavators to make them aware of the Regulations.

The Board is represented on the Canadian Standards Association (CSA) Steering Committee, Technical Committee and Gas Advisory Council on Oil and Gas Pipeline Systems.

MANITOBA HYDRO

Manitoba Hydro rates are approved by the Board under *The Crown Corporations and Public Review and Accountability Act, The Manitoba Hydro Act* and *The Public Utilities Board Act.*

On November 30, 2001 Manitoba Hydro filed a status update with the Board including its financial results, forecasts, methodologies and processes and events that have transformed the electricity industry over the last few years. Hydro was not seeking any general rate changes, stating that for 2002/03, rates will have effectively been frozen for six years for residential customers and for eleven years for large industrial customers, except for the rate reductions to certain residential consumers as a result of province-wide implementation of Uniform Rates on November 1, 2001.

Hydro last requested a general rate increase in the fall of 1995, followed by a public hearing in early 1996. In light of the long passage of time since Hydro's sales rates were last reviewed in a public forum, the Board decided that one of the purposes of this hearing would be to determine whether the existing sales rates continue to be just and reasonable and whether any changes to existing sales rates may be required.

The public hearing to review Manitoba Hydro's submission adjourned on June 11, 2002 and reconvened on September 16, 2002 to deal with Cost of Service aspects of the hearing. This portion concluded on September 30, 2002. The decision of the Board is pending.

Curtailable Services Program

Manitoba Hydro offers to its large customers service under the Curtailable Services Program (CSP) that in exchange for a rate discount Manitoba Hydro reserves the right to curtail these customers in times of need to serve firm loads. Such an arrangement is an alternative to constructing reserve or peaking facilities and has become an important part of demand side management strategies of many utilities in North America. The ability to curtail service to large customers on short notice provides Manitoba Hydro with the added flexibility to respond to emergencies and to improve its ability to market short-term firm power to other markets. Pursuant to this service offering Manitoba Hydro submitted monthly reference discounts to the Board for approval.

Surplus Energy Program

On October 25, 1999 Manitoba Hydro applied to the Board for the establishment of the Surplus Energy Program (SEP) to supersede the Industrial Surplus Energy, Dual Fuel Heating and Surplus Energy Services to Self-Generators programs. The SEP is designed to allow eligible customers to have access to surplus energy on terms relatively similar to those available to export customers. SEP reasonably addresses the key rate design issues of fairness and cost recovery.

Throughout 2002, the Board issued interim ex parte Orders approving weekly spot market rates pursuant to the Surplus Energy Program.

On December 2, 2002 Manitoba Hydro applied to the Board to increase certain rates applying in communities served by diesel generation effective April 1, 2003. Manitoba Hydro applied to increase the rates applying to consumption in the tail block for General Service and Residential customers (full cost rate) and to all consumption by Government customers. The communities affected included Brochet, Lac Brochet, Shamattawa and Tadoule Lake.

This matter is scheduled to be heard in 2003.

MANITOBA PUBLIC INSURANCE

The Manitoba Public Insurance Corporation ("MPI") filed an application with The Public Utilities Board ("the Board") on June 11, 2002 for approval of premiums to be charged for compulsory driver and vehicle insurance ("Basic insurance") for the insurance year commencing March 1, 2003 and ending February 29, 2004 ("fiscal 2004"). MPI did not request any change in overall vehicle and driver premium revenue. As well, MPI did not request any change in service and transaction fees or permit and certificate fees. Premium revenues will be greater because of the application of the vehicle upgrade factor projected to be 4.5% for 2003 and 3.5% for 2004, and an estimated 1% annual increase in the size of the vehicle population for the next several years. The Board found these factors to be reasonable at this time.

MPI's claims forecasting methodology had not changed in any material way from that used the prior year. In its Financial Forecast approach, the cost of claims incurred for fiscal 2003 was forecast to be $446.1 million, with these costs projected to increase by $22.2 million to $468.3 million in fiscal 2004. Collision and comprehensive claims were expected to increase by approximately $20 million due to the following factors:

- An increase in the number of claims due to a larger fleet;
- An increase in the cost of repair parts; and
- An increase in the average value of vehicle write-offs.

There were no significant changes anticipated for Personal Injury Protection Plan ("PIPP") accident benefits and weekly indemnity payments. Increased claims expenses, commissions and premium taxes were reflected in the anticipated increase in claims incurred costs. The Board found these, as well as MPI's operating expenses, to be reasonable.

MPI forecasted a net operating income of $10.2 million for fiscal 2003 and $9.8 million for fiscal 2004. The Board was of the view that "break-even" does not have to mean projected costs should be equal to projected revenues each and every year. Such an interpretation, in the Board's view, could lead to rate instability. However, the Board agreed with certain Intervenors that a projected net operating income of $9.8 million, together with a Rate Stabilization Reserve ("RSR") in excess of the range set by the Board, stretches the bounds of what might be considered "break-even". The Board does recognize, however, that uncertainty in the current investment markets could negatively impact MPI's investment income in 2004. Considering all of these factors, the Board ordered MPI to refile its rate schedules so as to reflect a decrease of 1% in overall vehicle premium revenue in fiscal 2004.

With the 1% premium revenue reduction contained in the Board's Order, the Board noted that the impact to the vehicle premium revenue may be less than shown below, but the impact to each Major Use classification may not necessarily be an identical 1% reduction.

Private passenger Vehicles	0.0%
Commercial	+3.6%
Public	+3.7%
Motorcycle	+15.0%
Trailers	-9.8%
Off-road vehicles	-8.7%
Overall Premium Revenue Change	-0.0%

Experience based adjustments vary by vehicle within a range from -15% to +15%, taking into account claims history based upon insurance use, territory in which the vehicle is used, and type of vehicle. Those vehicle premiums do not cover the expected full cost of insurance benefits and coverage for those vehicles whose owners are facing experience adjustments. Some have their adjustments capped at 15%. The Board approved all experience based adjustments as applied for by MPI.

Another component affecting the requested premium changes is the continued implementation of the Canadian Loss Experience Automobile Rating System ("CLEAR") for passenger vehicles and light trucks, with only minor modifications from last year. The Corporation proposed a multi-year phase-in of CLEAR, on a revenue neutral basis. The impact of rate group changes, rate line differentials and offset adjustments to ensure revenue neutrality results in annual premium decreases for 46% of all vehicles, most receiving decreases of $50 or less, 1% remaining unchanged, and 53% having premium increases of $50 or less. The Board approved the CLEAR rate group premium changes.

The Board reaffirmed that the appropriate RSR target range for rate setting purposes is between $50 and $80 million. MPI's Board of Directors instituted a new policy, effective March 1, 2002 that established the upper limit for retained earnings in MPI's Special Risk Extension ("SRE") Division at $33 million until fiscal 2005. Funds in excess of that amount are to be transferred to the Basic RSR in accordance with MPI's policy. The transfer for fiscal 2003 was $14.5 million, with an estimated annual transfer thereafter of $3.0 million until fiscal 2005. The Board agreed with MPI's position that the funds should be considered a transfer, and not net income to the Basic program. After these transfers, the RSR was forecast to be $75.7 million at February 28, 2003, and projected to be $88.5 million at February 29, 2004.

MPI continued its attempts to control the costs of automobile repairs through the increased use of aftermarket and recycled parts, where suitable without sacrificing safety, and to train its staff in current repair technology. Although savings attributable to the use of aftermarket and recycled parts were $18.5 million in fiscal 2002, and $16.1 million in fiscal 2001, claims costs

continue to increase. MPI initiatives to control bodily injury costs remain unchanged from last year. The Board encouraged MPI to continue and expand, if possible, efforts to control the costs of property damage and bodily injury claims.

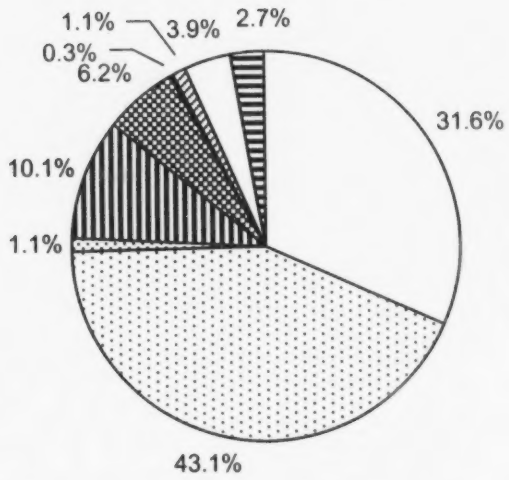
MPI continues with its educational programs targeted to increasing the use of occupant restraints, reducing impaired driving and unsafe speed incidents, and promoting the high school Driver's Education program. MPI filed an independent report ("the Manifest Report") that evaluated MPI's road safety initiatives. Since the report was not filed until September 30, 2002, just prior to the hearing, the Board instructed MPI to prepare and file a report with the Board including MPI's response to the Manifest Report and MPI's future plans in respect of road safety programs at the next GRA.

The Board had serious concerns about the rising claims costs associated with auto thefts, noting that claims costs for fiscal 2002 were $24.9 million and that since 1996, $145 million has been reported in such claims. The Board recognizes MPI alone cannot address this problem and that enforcement agencies must also play a critical role in dealing with this societal problem. The Board recommended that MPI inform other agencies of the Board's concerns. The Board encouraged MPI to work with other stakeholders to ensure a greater and more coordinated effort in achieving improvements in addressing this problem.

The Board noted that, as in past years, the loss experience of the motorcycle class indicates the required premium increase should be over 36%, but the requested increase had been capped by MPI at 15%. The Board further noted that unless driving attitudes change, claims costs will likely continue to increase. The Board recognizes that almost four years have elapsed since the Board first considered the use of a loss transfer model to determine premium rates. Circumstances such as the fleet mix of vehicles and the loss experience for the Major Use classifications may have changed, thus rendering MPI's current method worthy of review. The Board will require MPI to review the loss transfer model and to report its recommendations in this regard at the next GRA.

In response to concerns raised by the Manitoba Car and Truck Rental Association respecting MPI's Fleet Rebate Program, the Board accepted MPI's offer and directed MPI to co-ordinate meetings with all parties having an interest in this issue, and to report the results of those meetings to the Board at the next GRA.

FIGURE 3



Claims Incurred Costs Bodily Injury Accident Benefits - 31.6%
Claims Incurred Costs (Other) - 43.1%
Rate Stabilization Revenues (Total Including Retained Earnings) - 1.1%
Claims Expenses - 10.1%
Operating Expenses - 6.2%
Regulatory/Appeal Expenses - 0.3%
Cost of Road Safety Programs - 1.1%
Commissions - 3.9%
Premium Taxes - 2.7%

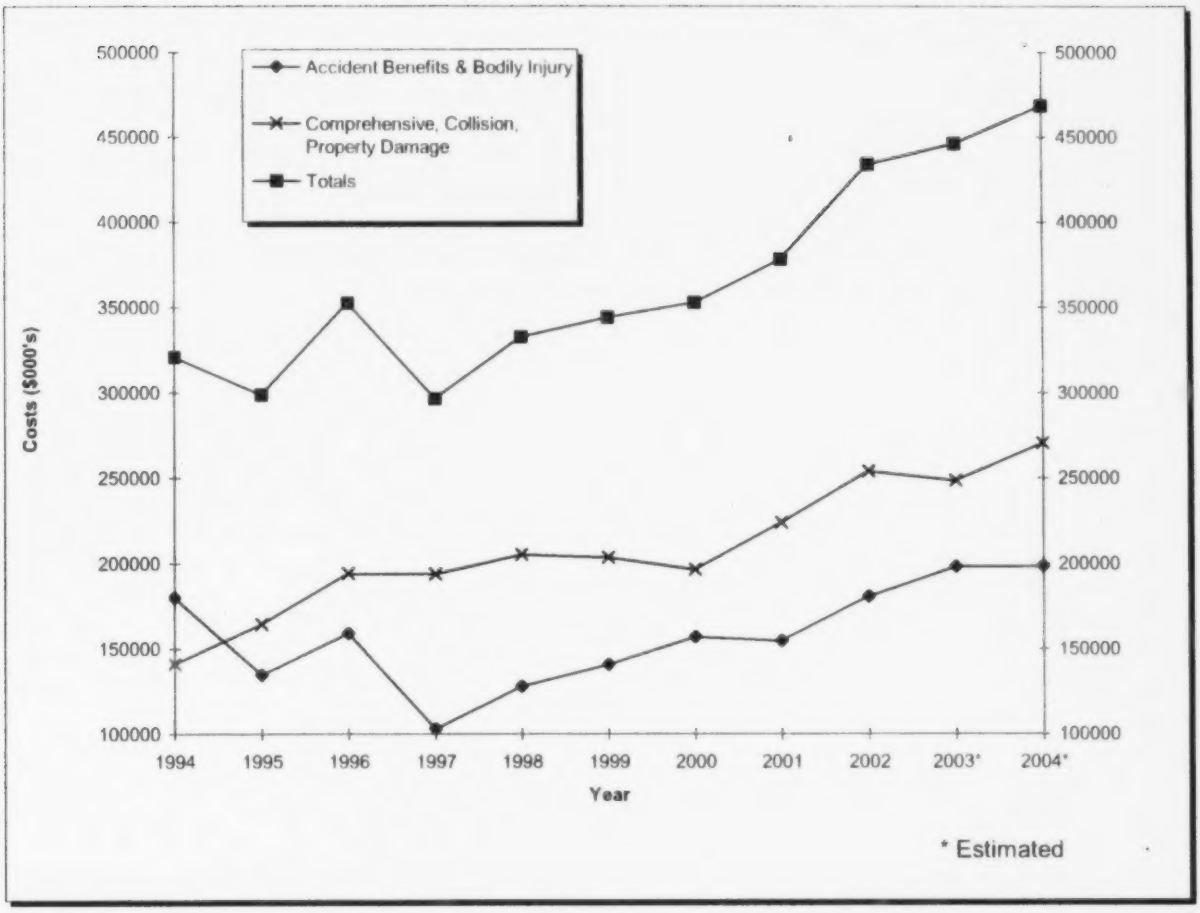
2003/2004 INSURANCE YEAR
(Estimated by Financial Forecast Method)

DISTRIBUTION OF NET REVENUES
BASIC DIVISION

Manitoba Public Insurance

Drivers' Premiums, Motor Vehicle Premiums, Investment Income less reinsurance ceded

FIGURE 4

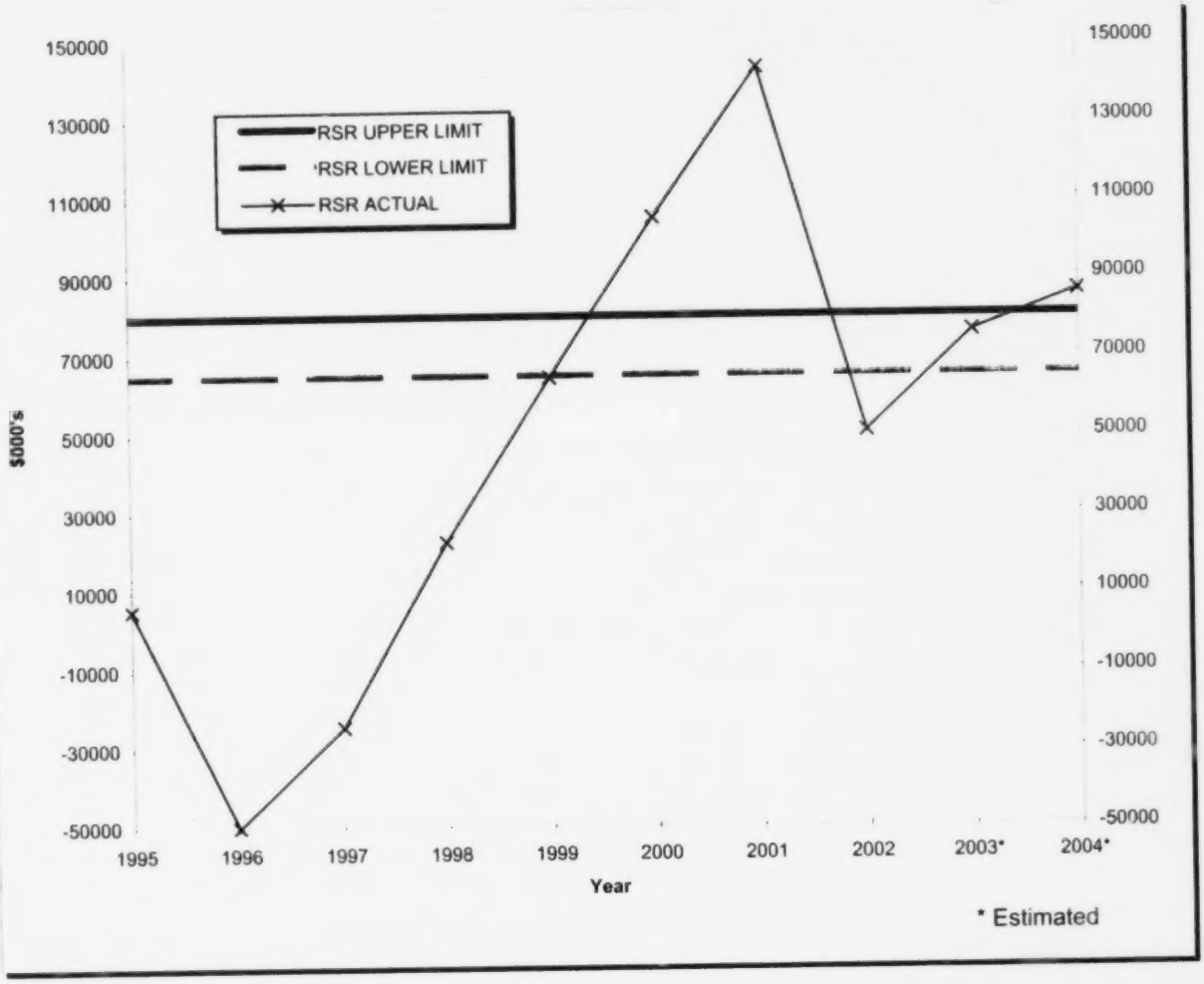


MANITOBA PUBLIC INSURANCE
CLAIMS INCURRED COSTS

BASIC DIVISION

Insurance Year Ending Feb. 28

FIGURE 5



MANITOBA PUBLIC INSURANCE
BASIC RATE STABILIZATION RESERVE

Upper RSR limit of $80,000 and Lower RSR limit of $65,000 as approved by PUB

Insurance Year Ending Feb. 28

THE MUNICIPAL ACT

WATER AND SEWER UTILITIES

The Board issued a total of 75 Orders respecting applications filed with the Board by local municipal authorities, as set out below:

(i) 53 Orders were issued respecting applications for approval and authorization for methods of recovery pertaining to operating deficits.

(ii) 22 applications for revisions, amendments to or establishment of rates were processed and Orders were issued authorizing same. Board guidelines which have been prepared and distributed to local authorities were applied wherever possible to assist with rate design and to ensure that sufficient revenue would be provided to cover normally anticipated operating expenses plus an adequate contingency allowance. Applications were handled by public hearing or returnable date notice. In all cases the municipalities and affected water and sewer customers were served appropriate notice.

Board staff assisted applicant municipalities and others contemplating changes and seeking guidance in the preparation of their applications thus reducing the cost to the municipalities in preparing a report. Board staff met with municipal representatives to ensure that applications were filed in the form prescribed by the Board, pursuant to statute. In most instances, these applications required the preparation of rate studies, and when necessary, public hearings were held in the applicant municipalities.

THE HIGHWAYS PROTECTION ACT

Pursuant to Section 21 of The Highways Protection Act the Board is the appeal body to decisions of The Highway Traffic Board respecting applications for permits for the change in use of an access driveway, the relocation of an access driveway, or the construction of an access driveway onto a Limited Access Highway (LAH) and also, the building of structures within the control limits of LAH.

The Board conducted two hearings in 2002. The first appeal was in respect to a change in use of a driveway with access to P.T.H. No. 9. The second appeal was with respect to access and traffic problems on a private landowners property arising from a service road. The Board denied the appeals in both instances.

THE PREARRANGED FUNERAL SERVICES ACT

Pursuant to The Prearranged Funeral Services Act, the Board is responsible for licensing companies selling prearranged funeral plans and for reviewing the operations of these firms as to conformity with statutory requirements.

In 2002, the Board issued 22 renewal licences and 1 initial licence. Fifteen applications for revisions in fees for services were acknowledged.

The Board continued to review and monitor the annual reports filed by the licensees and their trustees in respect of the prearranged funeral plans being sold and the contracted funds maintained in trust.

THE CEMETERIES ACT

Pursuant to Part III of The Cemeteries Act, the Board reviews applications and issues licences to the owners of cemeteries, columbariums and mausoleums that are owned and operated for gain and if not owned and operated for gain, where more than 15 sales of plots occur in any year. Cemeteries related to religious denominations or owned by municipalities are not required to be licensed by the Board.

Pursuant to Part II of the Act, the Board approves the plans of and issues licences for the operation of crematories.

During the year the Board issued renewal licences for the operation of 11 cemeteries, 31 columbariums, 5 mausoleums and 13 crematories.

82 licences and 1 transfer licence to sell cemetery services were issued either to owners or to their sales personnel. In addition, 16 applications for revisions in schedules of fees for spaces, materials and services were authorized.

The Board continues to monitor the licensee's compliance for the passing of accounts in respect of perpetual care funds collected and deposited in trust funds with authorized trustees pursuant to The Cemeteries Act.

FINANCIAL INFORMATION

REVENUES/EXPENDITURES

The financial affairs of the Board are conducted through the Estimates of the Department of Consumer and Corporate Affairs, which became a Division of the Department of Finance on September 25, 2002. Accordingly, the expenses of the Board are paid out of the Consolidated Fund and then these expenses are recovered from the regulated industries.

For the fiscal year ending March 31, 2002 the Board's expenditures and revenues were as follows:

Revenues		$1,452,331.19
Expenditures		
Rate regulation and safety related costs	$652,656.21	
Salaries and Per Diems	$506,498.89	
		$1,159,155.10
Difference		$293,176.09

Order No. 38/89 sets out the means by which the Board recovers its expenditures relating to proceedings before the Board. Order No. 2/94 together with Order-in-Council 142/1994 provide for the Board to recover costs including administration and salaries from the major regulated industries including Manitoba Public Insurance, Manitoba Hydro, Centra Gas Manitoba Inc. and Stittco Utilities Man Ltd.

INTERVENER FUNDING

Pursuant to The Public Utilities Board Act and Order No. 163/87, the Board may award costs to parties making an intervention in matters before the Board. These costs are paid directly by the applicant entity and, therefore, do not form part of the expenditures of the Board. Details of awards in the calendar year 2002 are as follows:

	Applied for	Granted
Manitoba Public Insurance		
2002 Insurance Rates		
CAC/MSOS[1]	$ 59,881.45	$ 59,881.45
CBA[2]	$ 10,117.40	$ 6,070.44
CMMG[3]	$ 11,808.46	$ 11,808.46
MCTRA[4]	$ 87,898.50	0
Centra Gas Manitoba Inc.		
Primary Gas Sales Rates Effective February 1/02		
CAC/MSOS	$ 4,415.07	$ 4,415.07
Primary Gas Sales Rate Effective May 1, 2002		
CAC/MSOS	$ 4,955.11	$ 4,955.11
2001/02 GRA and Subsequent Motions to Vary		
CAC/MSOS	$ 28,354.37	$ 28,354.37
2002/03 Cost of Gas		
CAC/MSOS	$ 76,226.09	$ 75,903.60
GANG[5]	$ 1,145.96	$ 1,145.96
Primary Gas Sales Rates Effective August 1, 2002		
CAC/MSOS	$ 2,228.76	$ 2,228.76
Primary Gas Sales Rates Effective November 1, 2002		
CAC/MSOS	$ 2,644.15	$ 2,644.15
Manitoba Hydro		
Integration Activities as a Result of the Acquisition of Centra		
CAC/MSOS	$307,236.45	$291,474.61
MIPUG[6]	$ 47,547.86	$ 47,547.86

	Applied for	Granted
Status Update Filing		
MIPUG	$135,546.31	0
TREE[7]	$ 48,676.72	$ 48,676.72

[1]Consumers' Association of Canada (Manitoba) Inc./Manitoba Society of Seniors
[2]Canadian Bar Association (Manitoba Branch)
[3]Coalition of Manitoba Motorcycle Groups Inc.
[4]Manitoba Car and Truck Rental Association Inc.
[5]Gladstone Austin Natural Gas Co-op Ltd.
[6]Manitoba Industrial Power Users Group
[7]Time to Respect Earth's Ecosystems Inc.

Manitoba

Rapport Annuel 2002

Régie des services publics

Includes 15% post-consumer waste

Manitoba

Rapport Annuel 2002

Régie des services publics

Includes 10% post-consumer waste

Monsieur Gregory F. Selinger
Ministre des Finances
Palais législatif, bureau 103
Winnipeg (Manitoba)
R3C 0V8

Monsieur le ministre,

Conformément aux dispositions du paragraphe 109(1) de la *Loi sur la Régie des services publics*, j'ai le privilège de vous présenter le quarante-troisième rapport annuel de la Régie, pour l'année se terminant le 31 décembre 2002.

Je tiens à remercier le personnel, les conseillers et mes collègues membres de la Régie pour leur dévouement constant envers les activités de la Régie.

C'est avec mes respects, Monsieur le ministre, que je vous soumets ce document.

G. D. Forrest
Président

TABLE DES MATIÈRES

PAGE

RESPONSABILITÉS DE LA RÉGIE 1

MEMBRES DE LA RÉGIE 2

SOMMAIRE DES ACTIVITÉS DE LA RÉGIE

- Réunions de la Régie 3
- Jours d'audiences publiques 3
- Jours de conférences préliminaires 3
- Ordonnances rendues 3

DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL

- Centra Gas Manitoba Inc. 4
- Gladstone Austin Natural Gas Co-op Ltd. 22
- Swan Valley Gas Corporation 24
- Achat direct de gaz naturel 25

DISTRIBUTION DE GAZ PROPANE

- Stittco Utilities Man Ltd. 26

INTERRUPTION ET REPRISE DE SERVICE 28

LOI SUR LES GAZODUCS 31

HYDRO-MANITOBA 32

SOCIÉTÉ D'ASSURANCE PUBLIQUE DU MANITOBA 34

LOI SUR LES MUNICIPALITÉS 40

LOI SUR LA PROTECTION DES VOIES PUBLIQUES 41

LOI SUR LES ARRANGEMENTS PRÉALABLES DE SERVICES DE POMPES FUNÈBRES 42

LOI SUR LES CIMETIÈRES 43

INFORMATION FINANCIÈRE 44

RESPONSABILITÉS

La Régie des services publics (la Régie) est un organisme quasi judiciaire autonome qui fonctionne sous l'autorité de l'Assemblée législative du Manitoba. Bien que la *Loi sur la Régie des services publics* ait été promulguée en 1959, la Régie réglemente les services fournis en vertu d'autres lois depuis 1912.

La régie est responsable de la réglementation des services publics définis dans la *Loi sur la Régie des services publics*, c'est-à-dire Centra Gas Manitoba Inc., Stittco Utilities Man Ltd., Gladstone, Austin Natural Gas Co-op Ltd., Swan Valley Gas Corporation, tous les fournisseurs d'énergie et la plupart des services d'eau et d'égout de la province.

La Régie est aussi responsable de la réglementation des primes d'assurance exigées par la Société d'assurance publique du Manitoba pour les conducteurs et les véhicules ainsi que des taux imposés par Hydro Manitoba conformément à la *Loi sur l'examen public des corporations de la Couronne et l'obligation redditionnelle de celles-ci*. D'autres lois définissent les responsabilités de la Régie en matière de réglementation et de décision :

Loi sur la distribution du gaz dans la conurbation de Winnipeg
Loi sur la répartition du gaz
Loi sur les arrangements préalables de services de pompes funèbres
Loi sur les cimetières
Loi sur la Ville de Winnipeg (ententes sur le transport de personnes)
Loi sur la Commission des services d'approvisionnement en eau du Manitoba (appels)
Loi sur la protection des voies publiques (appels)

La Régie est aussi chargée de l'administration de la *Loi sur les gazoducs*, qui l'oblige à autoriser la construction et la mise en service de tous les gazoducs du Manitoba.

MEMBRES DE LA RÉGIE

Liste des membres de la Régie en date du 31 décembre 2002 :

G. D. Forrest, président
R. A. Mayer, c.r., vice-président
D. Côté
M. Girouard
E. Jorgensen
Dr. K. Avery Kinew
S. Proven
Mario J. Santos

SOMMAIRE DES ACTIVITÉS DE LA RÉGIE

RÉUNIONS ET AUDITIONS DE LA RÉGIE

Réunions de la Régie	27
Jours d'audiences publiques	38
Auditions d'appel	
Interruption de service	0
Loi sur la protection des voies publiques	3
Distribution de gaz par la municipalité	36
Jours de conférences préliminaires	3

ORDONNANCES RENDUES

Au cours de l'année se terminant le 31 décembre 2002, 222 ordonnances ont été rendues :

Industries réglementées :

Services d'eau et d'égout	75
Hydro-Manitoba	75
Services de gaz naturel et de propane	24
Interruption et reconnection	0
Société d'assurance publique du Manitoba	8
Ville de Winnipeg (transport)	0
Loi sur la protection des voies publiques	2
Loi sur les cimetières	4
Appels, distribution de gaz par la municipalité	34

Nota - Des copies des décisions de la Régie des services publics du Manitoba sont fournies par la Régie sur demande.

DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL

CENTRA GAS MANITOBA INC.

DEMANDE D'ORDONNANCE EX PARTE PROVISOIRE PRÉSENTÉE PAR CENTRA GAS MANITOBA INC. À LA RÉGIE DES SERVICES PUBLICS, VISANT À AUTORISER ET À APPROUVER DES MODIFICATIONS AUX CONDITIONS DE SERVICE DE L'ENTREPRISE - Ordonnance 14/02 - 30 janvier 2002

Pour mettre sur pied le Service de transport de l'Ouest (STO) et le Service de facturation et de perception d'organisme connexe (SFPO), la Régie a approuvé des modifications aux conditions de Centra Gas Manitoba Inc. (« Centra ») par l'ordonnance 49/00 du 30 mars 2000. La Régie a approuvé d'autres modifications aux conditions de Centra, relativement au paiement à la date d'échéance et aux suppléments de retard, en vertu de l'ordonnance 154/00 du 5 décembre 2000.

Le 26 octobre 2001, Centra a demandé à la Régie une ordonnance ex parte provisoire pour l'autorisation et l'approbation de modifications proposées aux conditions existantes, qui entreraient en vigueur à compter du 1er novembre 2001. Centra a fait valoir que les modifications proposées que voici étaient nécessaires pour préciser et améliorer des clauses d'offres de service du STO et du SFPO, afin de rendre compte de la situation actuelle et d'intégrer d'autres modifications exigées par la Régie en vertu d'ordonnances antérieures :

1. prolonger la période de traitement des inscriptions au STO, qui passerait de 30 à 45 jours;
2. établir des lignes directrices de facturation et de règlement conformes aux modalités de prestation du STO et du SFPO;
3. modifier la valeur des emprunts de gaz reportés dans le cadre du rapprochement financier annuel des services assujettis au STO et effectués par les courtiers, en présence ou non d'une entente contractuelle de SFPO;
4. modifier les exigences de crédit que doivent respecter les courtiers pour participer au STO;
5. substituer toutes les mentions de « facture » par le terme « relevé de compte » concernant le STO et le SFPO;
6. modifier des articles relatifs au caractère non plus obligatoire mais facultatif du SFPO offert aux clients du petit secteur des services généraux et du grand secteur des services généraux, à partir du 1er mai 2001;
7. modifier des articles pour rendre compte de la suppression de l'option d'achat ou de vente d'un service de livraison interruptible, à compter du 1er novembre 2001, en vertu d'une ordonnance antérieure de la Régie;
8. modifier des articles afin de rendre compte de l'arrêt du service d'achat et de vente à compter du 1er novembre 2002, sous réserve de l'application des dispositions de droits acquis de l'ordonnance 78/01;
9. réviser l'ensemble des conditions afin de garantir l'uniformité des formulations et des chiffres, et de préciser certaines clauses des conditions de service.

La Régie n'a pas été convaincue qu'il y avait lieu de prolonger la période de traitement de l'inscription au STO, et de la faire passer de 30 à 45 jours. La Régie a approuvé les autres modifications des conditions de service demandées par Centra.

DEMANDE DE CENTRA GAS MANITOBA INC. VISANT UNE ORDONNANCE PROVISOIRE D'AUTORISATION DE TARIFS DE VENTE DE GAZ D'INVENTAIRE, POUR TOUT LE GAZ CONSOMMÉ À PARTIR DU 1er FÉVRIER 2002 — Ordonnance 15/02 du 30 janvier 2002.

Le 12 décembre 2001, Centra a présenté à la Régie une demande d'autorisation visant une tarification provisoire pour ses ventes de gaz naturel, à compter du 1er février 2002 et devant demeurer en vigueur jusqu'à l'émission d'une autre ordonnance par la Régie.

Centra a également demandé à la Régie d'autoriser un avenant tarifaire pour écouler aux volumes normalisés au cours des 12 prochains mois son compte d'écart pour achat de gaz d'inventaire (PGVA) estimatif au 31 janvier 2002.

Conformément aux exigences de la Régie, Centra a déposé le 22 janvier une révision de sa demande initiale.

L'augmentation remarquable des coûts de gaz d'inventaire de Centra en 2000 s'explique surtout par un déséquilibre entre l'offre et la demande, une demande anormalement élevée en raison d'une économie nord-américaine très dynamique, et un temps anormalement froid en novembre et en décembre. Cela a entraîné un prix du gaz qui dépassait 13,00 $ par gigajoule (GJ) en janvier 2001. Après ce sommet, le prix a chuté abruptement en raison d'un temps printanier précoce en 2000-2001. Les prix ont continué de chuter au printemps et à l'été de 2001, et cette tendance a persisté pendant l'automne. Ce mouvement à la baisse s'explique par les attentes du marché d'un ralentissement économique, ce qui entraînerait une demande plus faible, des stocks de gaz naturel plus importants, des volumes courants élevés de réserves de gaz entreposées, ainsi que l'adoption d'autres sources d'énergie, en réaction aux prix inhabituellement élevés du gaz naturel l'hiver précédent. Les prix du gaz naturel se sont stabilisés dans les derniers mois de 2001 et au début de 2002. Centra a procédé à une opération de couverture pour ramener la protection des prix à 50 % des volumes admissibles du contrat avec TCE/Mirant pour la période comprise entre novembre 2001 et octobre 2002.

Le 14 novembre 2001, Centra a utilisé d'autres dérivatifs financiers pour 40 % supplémentaires des achats prévus aux termes du contrat TCE/Mirant, relativement aux volumes de gaz naturel pour la période comprise entre décembre 2001 et octobre 2002.

En plus de la modification du tarif de base du gaz d'inventaire correspondant au coût du gaz naturel de l'Ouest canadien, Centra a demandé l'autorisation d'imposer un avenant tarifaire pour le remboursement d'un solde de compte d'écart pour achat de gaz d'inventaire au 31 janvier 2002, dont l'estimation se chiffrait à 10 259 161 $, soit une somme que Centra devait à ses clients.

Conformément aux exigences de la Régie, Centra a déposé le 22 janvier 2002 une fourchette de prix à terme modifiée. Cette fourchette de prix pour la période comprise entre le 1er février 2002 et le 31 janvier 2003, fondée sur les prix de clôture au 17 janvier 2002 et redressée pour rendre compte des effets de couverture, se situait à 3,182 $/GJ, comparativement à 4,255 $/GJ, soit le prix mentionné dans la demande du 12 décembre 2001. Centra a également mis à jour ses coûts pour le projet Nova et les écarts avec AECO/Empress de manière à rendre compte

des coûts unitaires réels et prévus révisés. Centra a aussi révisé les coûts du gaz naturel par rapport à ceux déclarés dans sa demande initiale, dans le but de refléter les opérations de couverture depuis le 25 mai 2001. En ce qui concerne les transactions du 25 mai et du 4 octobre 2001, les coûts globaux ont été abaissés pour refléter les volumes estimatifs de l'option d'achat ou de vente. Ces réductions ont totalisé 1 191 228 $.

L'autre modification majeure se rapportait aux tunnels à prime zéro mis en place par Centra le 14 novembre 2001, pour les volumes produits entre les mois de février et d'octobre 2002. Les effets totaux estimés se chiffraient à 12 629 065 $, comparativement au montant de 9 436 977 $ indiqué dans la demande initiale. Sur le plan des coûts unitaires, les retombées révisées de toutes les opérations de couverture sont passées de 0,191 $/GJ à 0,256 $/GJ.

Compte tenu du taux d'incorporation de 100 %, les coûts en carburant, les frais généraux et les coûts d'entreposage du gaz naturel ont produit un coût de gaz d'inventaire enchâssé dans le tarif de vente de base de 0,1558 $ le mètre cube, comparativement à la demande initiale, qui s'établissait à 0,170 $ le mètre cube.

Le tarif du gaz d'inventaire facturé au 1er février 2002 demandé par Centra était de 0,1477 $ le mètre cube, comparativement au tarif facturé demandé initialement de 0,1620 $ le mètre cube.

Selon la fourchette de prix révisée et les autres modifications, le tableau ci-dessous donne des précisions sur les diminutions des autres tarifs de gaz naturel facturés chaque année aux différentes catégories de clients.

INCIDENCES ANNUELLES DE LA DEMANDE RÉVISÉE SUR LES MONTANTS FACTURÉS AUX CLIENTS DE CENTRA

Catégorie de client	Faible	Élevé
SGS*	-1,9 %	-2,1 %
LGS**	-2,0 %	-2,5 %
HVF***	-2,5 %	-2,7 %
Réseau principal	-2,7 %	-2,9 %
Service interruptible	-2,5 %	-2,7 %

*SGS – Petit secteur des services généraux
**LGS – Grand secteur des services généraux
***HVF – Entreprise à fort volume

Le 23 octobre 2001, Centra a présenté à la Régie un rapport d'évaluation de solutions de rechange à une fourchette de prix à terme de 12 mois, pour la prévision des prix du gaz, en plus de recommander que Centra continue à utiliser la fourchette actuelle de prix à terme de 12 mois, assortie de la possibilité de réviser le prix à terme avant la mise en place d'un nouveau tarif.

La Régie a ordonné à Centra d'observer la marche à suivre actuelle, jusqu'à l'émission d'une nouvelle ordonnance.

Le tableau que voici donne un résumé des coûts du gaz naturel et de leurs incidences sur les clients, ce qui comprend la demande révisée de Centra, présentée le 1er février 2002.

Date	Coût du gaz Période de 12 mois	Montant facturé au client	Changement en pourcentage
1er novembre 2000	6,451 $/GJ	1,123 $	14,9 %
1er février 2001	9,251 $/GJ	1,381 $	23,0 %
1er août 2001	5,517 $/GJ	1,233 $	-3,4 %
1er novembre 2001	3,974 $/GJ	1,147 $	-6,9 %
1er février 2002	3,812 $/GJ	1,124 $	-2,0 %

DEMANDE DE CENTRA GAS MANITOBA INC. VISANT À MODIFIER L'ORDONNANCE DE LA RÉGIE 168/01 par l'ordonnance 44/02 – 13 mars 2002

Le 8 février 2002, Centra a présenté une demande pour modifier l'ordonnance 168/01 « concernant le calendrier de présentation de la prochaine demande tarifaire générale de Centra ». Centra a fait valoir que l'entreprise ne pouvait plus respecter le calendrier stipulé dans l'ordonnance 168/01, à la suite d'événements survenus depuis l'émission de cette ordonnance, c'est-à-dire :

1. L'élargissement de la portée de l'audience sur la révision de la situation d'Hydro-Manitoba, car de l'avis d'Hydro-Manitoba, l'audience initiale n'a pas permis d'aborder le caractère raisonnable des tarifs actuels de l'électricité vendue par Hydro-Manitoba.

2. Le rééchelonnement du début des audiences d'Hydro-Manitoba, qui commenceront le 15 avril 2002, au lieu du 11 mars 2002, la date initialement proposée.

3. Au départ, les audiences d'Hydro-Manitoba devaient durer deux semaines, mais elles auront maintenant lieu jusqu'en mai ou juin 2002.

4. Les audiences d'Hydro-Manitoba ont attiré au moins huit intervenants, ainsi que 12 témoins possibles des intervenants.

5. Hydro-Manitoba a reçu un nombre important de demandes de renseignements auxquelles doit répondre le personnel d'Hydro-Manitoba, ce qui comprend un examen de ces questions par la haute direction.

Centra a fait valoir que l'entreprise n'avait pas les ressources voulues pour produire simultanément une demande visant deux tarifs, et qu'elle ne pouvait préparer comme il se doit une demande tarifaire générale avant la fin des audiences d'Hydro-Manitoba. Centra a par ailleurs suggéré que les intervenants pourraient aussi manquer de ressources.

Centra a proposé d'apporter les changements que voici au calendrier indiqué dans l'ordonnance 168/01 :

1. Centra présentera dès que possible une demande sur le coût du gaz autre que le gaz d'inventaire pour l'exercice 2002-2003, au cours d'une audience publique devant débuter en juin 2002. Cette demande visera les tarifs de gaz supplémentaire, les tarifs de transport du gaz aux installations de Centra, et l'élément de gaz non comptabilisé des tarifs de distribution du gaz naturel aux clients. Du reste, si la Régie se trouvait dans l'impossibilité de consentir à ce calendrier, la date de dépôt de la demande pourrait être reportée jusqu'en septembre 2002, l'audience devant alors débuter en décembre 2002.

2. La demande de tarif pour le gaz autre que le gaz d'inventaire comprendrait les éléments suivants :
   - un examen des coûts du gaz autre que le gaz d'inventaire et les soldes de compte reportés au 31 mars 2002;
   - un examen des coûts estimatifs du gaz autre que le gaz d'inventaire du 1er avril 2002 au 31 mars 2003;
   - une demande de confirmation des ordonnances provisoires en vigueur émises par la Régie depuis la demande tarifaire générale de 1998;
   - un examen des réponses de Centra aux directives antérieures de la Régie, relativement à la politique en matière de couverture de dérivatifs financiers, au programme de formation sur la couverture de dérivatifs financiers, à la

valeur du rapport de clients susceptibles de subir une interruption de service, à l'analyse révisée de « page blanche », et à l'étude comparative des tarifs de plusieurs services publics.

3. Après la réunion du conseil d'administration de Centra de novembre 2002, Centra déposera une demande tarifaire générale qui reposera sur l'exercice de référence 2003-2004 et demandera qu'une audience débute au printemps 2003.

Les projections financières intégrées actuelles de Centra (« CGM01-1 »), établies selon un scénario de conditions météorologiques normales, indiquent que Centra atteindra le seuil de rentabilité en 2001-2002 et enregistrera une perte de 5 millions de dollars en 2002-2003. Le conseil d'administration de Centra était disposé à accepter les pertes prévues pour 2002-2003, compte tenu des fortes augmentations du coût du gaz qu'ont dû absorber les clients au cours des dernières années. Centra a prévu également atteindre un seuil de rentabilité en 2003-2004, en supposant une augmentation générale de son revenu de 1,9 %. Selon les CGM01-1, on s'attend à l'heure actuelle à des augmentations du revenu de l'ordre de 0,5 % pour chaque année subséquente après 2003-2004.

L'estimation actuelle des résultats réels pour l'exercice 2001-2002 indique que Centra enregistrera une perte se situant entre 6 et 10 millions de dollars. En raison de cette perte prévue, Centra a indiqué que l'augmentation tarifaire demandée en 2003-2004 pourrait être légèrement plus élevée que la hausse de 1,9 % mentionnée dans les CGM01-1.

Malgré les pertes envisagées en 2001-2002 et en 2002-2003, Centra demeurait convaincue qu'il y allait du meilleur intérêt des clients d'éviter d'avoir une demande tarifaire générale en 2002-2003, alors qu'aucune augmentation tarifaire n'était sollicitée. Centra a par ailleurs précisé qu'il serait sans doute plus judicieux d'incorporer ces coûts si Centra demandait une augmentation générale des tarifs, ce qui devrait se produire pendant l'exercice de référence 2003-2004.

Centra a indiqué qu'elle n'entendait pas combiner la réduction des coûts du gaz et le changement des tarifs de distribution qui pourraient découler d'une demande tarifaire générale.

La Régie a relevé que cette demande de Centra allait beaucoup plus loin qu'une simple demande d'un nouveau calendrier de présentation, comme le laissait entendre Centra. En plus des changements demandés dans le calendrier, Centra envisage également un changement du mécanisme d'examen des coûts du gaz autre que le gaz d'inventaire, et ce, séparément de l'examen des tarifs de distribution, de même qu'un changement de l'exercice de référence de la demande tarifaire générale, la faisant passer de l'exercice 2002-2003 à l'exercice 2003-2004.

L'ordonnance 168/01 de la Régie prévoyait en partie que les exigences de dépôt de la demande tarifaire générale de Centra, conformément à l'ordonnance 106/01, demeureront les mêmes. Il était par ailleurs stipulé que Centra, dans un esprit de bonne volonté, aidera la Régie à s'acquitter de ses obligations réglementaires.

Compte tenu de ces réductions de coût, les tarifs supplémentaires, de transport et de distribution changeront. Selon Centra, cela entraînera une réduction des tarifs de l'ordre de 7,9 % pour les clients résidentiels et de 9,3 % à 21 % pour les clients qui sont de plus grands consommateurs.

Afin que tous les clients reçoivent le plus tôt possible les retombées de ces réductions tarifaires, la Régie a approuvé cet aspect de la demande de modification de l'ordonnance 168/01, et a demandé à Centra

de déposer immédiatement à la Régie sa demande relative au coût du gaz naturel pour l'exercice 2002-2003.

Il s'est écoulé beaucoup de temps depuis la dernière demande tarifaire générale et un certain nombre d'événements sont survenus en rapport avec l'acquisition de Centra par Hydro-Manitoba le 1er août 1999. Ces importantes considérations ont conféré une importance particulière à cette demande tarifaire générale.

La Régie a eu à composer avec les intérêts divergents des diverses parties, de même qu'avec la question de l'efficacité inhérente à une audience publique.

La Régie a remarqué que Centra a décidé au début novembre de ne pas déposer de demande tarifaire générale.

La Régie a noté par ailleurs que le tarif de distribution du gaz vendu correspond à 25 % du tarif de base total et il appert que certains des problèmes qui se posent toujours seront au moins abordés dans une audience publique traitant de l'intégration, qui débuterait en avril 2002. La Régie était du reste préoccupée par le fait que Centra envisageait une perte se situant entre 6 et 10 millions de dollars pour l'exercice se terminant le 31 mars 2002, et une autre perte de 5 millions de dollars pour l'exercice se terminant le 31 mars 2003.

Même si aucune augmentation tarifaire n'était demandée, ce seul fait ne peut autoriser quiconque à conclure que les coûts de Centra n'augmentaient pas ou demeuraient raisonnables. En vérité, la Régie s'inquiétait de la volonté exprimée par Centra de reporter un besoin éventuel d'augmenter les tarifs et d'enregistrer des pertes d'exploitation, à récupérer ultérieurement. Même si la Régie ne peut préjuger de ces frais d'exploitation, il y a lieu d'examiner dès que possible le caractère judicieux de cette approche, à défaut de quoi des iniquités entre divers producteurs d'énergie pourraient s'ensuivre. En outre, de l'argent est actuellement recueilli grâce à des tarifs correspondant aux volets des coûts de service, par exemple l'impôt sur le revenu et le taux de rendement des dividendes versés aux actionnaires lorsque Centra appartenait à des intérêts privés. Il n'y a eu aucun examen ultérieur de ces sommes ou de la réaffectation de ces fonds. Certes, de nombreuses questions exigent un examen, mais, sauf en ce qui a trait aux questions des divers producteurs d'énergie, la Régie ne disposait d'aucune indication claire voulant que les tarifs en vigueur étaient injustes ou déraisonnables et qu'un report de la demande tarifaire générale causerait un préjudice aux consommateurs de gaz.

La Régie a approuvé la demande de modification de l'ordonnance 168/01, relative au calendrier de la demande tarifaire générale et à l'exercice de référence. La Régie a prié Centra de lui présenter au plus tard le 1er décembre 2002 une demande tarifaire générale détaillée, en regard de l'exercice de référence 2003-2004, et ce, peu importe qu'un changement de tarif soit ou non demandé.

DEMANDE DE CENTRA GAS MANITOBA INC. VISANT UNE ORDONNANCE D'AUTORISATION PROVISOIRE : 1. DE TARIFS DE VENTE DE GAZ D'INVENTAIRE POUR TOUT LE GAZ NATUREL CONSOMMÉ À PARTIR DU 1er MAI 2002; 2. LA SUPPRESSION DES AVENANTS TARIFAIRES EN VIGUEUR, IMPOSÉS LE 1er JUIN 2001, EN VERTU DES ORDONNANCES 91/01 ET 94/01 POUR LES TARIFS SUPPLÉMENTAIRES, DE TRANSPORT AUX INSTALLATIONS DE CENTRA ET DE DISTRIBUTION AUX CLIENTS – Ordonnance 77/02 – 3 mai 2002

Le 26 mars 2002, Centra a demandé à la Régie d'autoriser des tarifs majorés de vente de gaz d'inventaire à compter du 1er mai 2002.

Centra a déposé des renseignements révisés sur les prix à terme au 17 avril 2002, cette information reflétant une augmentation soutenue des coûts du gaz d'inventaire.

Centra a aussi demandé la suppression de certains avenants tarifaires visant d'autres gaz que le gaz d'inventaire, approuvés par la Régie en vertu des ordonnances 91/01 et 94/01. Le solde de ces comptes de coûts reportés du gaz autre que le gaz primaire était estimé au 31 mars 2002 à environ 16,2 millions de dollars revenant aux clients.

Le tarif actuel du gaz d'inventaire, en vigueur depuis le 1er février 2002, comprenait un coût primaire du gaz de 3,556 $/GJ, reposant sur la fourchette de prix à terme du 17 janvier 2002. Dans sa demande présentée le 26 mars, Centra établissait un coût primaire du gaz de 4,178 $/GJ, en regard de la fourchette de prix à terme du 1er mars 2002, alors que les renseignements révisés de l'entreprise faisaient état d'un coût prévu du gaz de 5,209 $/GJ, selon la fourchette de prix à terme du 17 avril 2002. Cela indiquait que le marché enregistrait des augmentations du coût prévu du gaz de plus de 45 % depuis le 17 janvier 2002.

La Régie a observé que l'Association des consommateurs du Canada inc. (Manitoba), la Manitoba Society of Seniors et la société Municipal Gas ont prié instamment la Régie de continuer d'utiliser les renseignements les plus récents disponibles pour fixer les tarifs. Tout en concédant que cela pourrait produire une plus grande instabilité des tarifs, les deux parties ont suggéré que l'usage continu de renseignements à jour permettrait de mieux refléter les prix et la situation du marché.

La Régie a ordonné à Centra de se départir immédiatement du compte d'écart pour achat de gaz d'inventaire, dont la valeur était évaluée à 2,27 millions de dollars, ainsi que des comptes des coûts reportés de gaz autre que le gaz primaire, évalués à environ 16,2 millions de dollars et qui revenaient aux consommateurs.

Dans cette décision, la Régie a prié Centra de déposer à la Régie pour approbation, sa grille de tarifs révisés et les renseignements relatifs aux effets sur les clients, en vigueur à compter du 1er mai 2002. Cette information devait rendre compte des éléments suivants :

a) le prix à terme le plus actuel, au 17 avril 2002;
b) le remboursement du solde du compte d'écart pour achat de gaz d'inventaire, au 30 avril 2002, évalué à environ 2,27 millions de dollars, et le remboursement du solde des coûts en gaz autre que le gaz d'inventaire, au 30 avril 2002, soit un montant d'environ 16,2 millions de dollars;
c) l'abrogation des avenants tarifaires en vigueur visant les coûts de gaz autre que le gaz d'inventaire, imposés en vertu des ordonnances 91/01 et 94/01.

APPROBATION DE TARIFS PROVISOIRES DE VENTE DE GAZ D'INVENTAIRE POUR TOUT LE GAZ NATUREL CONSOMMÉ À PARTIR DU 1er MAI 2002, CONFORMÉMENT AUX ORDONNANCES 77/02 et 79/02 DE LA RÉGIE – 3 mai 2002

Le 3 mai 2002, par l'ordonnance 77/02, la Régie a prié Centra de déposer sa grille de tarifs révisés et ses calculs d'incidences sur les clients, relativement aux tarifs devant entrer en vigueur pour tout le gaz naturel consommé à partir du 1er mai 2002.

Centra a présenté les renseignements exigés le 3 mai 2002. La Régie a approuvé la grille de tarifs présentée par Centra.

La fourchette de prix à terme de 12 mois, y compris les incidences de la gestion des prix, comprenait un prix plancher de 3,812 $/GJ en février 2002 et un prix plafond de 9,251 $/GJ le 1er février 2001. Compte tenu de la date butoir du 1er mai 2002, les tarifs étaient fondés sur un prix de 5,084 $/GJ. Les tarifs facturés à compter du 1er mai 2002 rendent compte d'un coût du gaz d'inventaire et d'un avenant tarifaire pour le compte d'écart d'achat de gaz d'inventaire de l'ordre de 0,1956 $ par mètre cube. Le tarif total facturé, y compris l'avenant tarifaire du compte d'écart d'achat de gaz, s'établit à 0,2319 $ le mètre cube.

Le tableau ci-dessous donne un aperçu de l'augmentation estimative des factures annuelles de gaz naturel de diverses catégories de clients, selon des tarifs de vente de gaz facturés au 1er février 2002.

Catégorie de client	Faible	Élevé
SGS	8,3 %	9,7 %
LGS	8,2 %	10,5 %
HVF	14,2 %	15,1 %
Réseau principal	14,9 %	17,3 %
Service interruptible	3,8 %	4,1 %

Le tableau ci-dessous donne un aperçu des montants annuels facturés à un consommateur résidentiel caractéristique, selon des coûts estimatifs à terme pour une période de 12 mois (ce qui comprend des activités de gestion des prix), ainsi que les incidences connexes sur le client résidentiel caractéristique.

Date du changement tarifaire	Montant annuel facturé au client	Changement en pourcentage du montant facturé
1er novembre 2000	1 123 $	14,9 %
1er février 2001	1 381 $	23,0 %
1er août 2001	1 233 $	-3,4 %
1er novembre 2001	1 147 $	-6,9 %
1er février 2002	1 124 $	-2,0 %
1er mai 2002	1 225 $	9,0 %

DEMANDE D'ORDONNANCE EX PARTE PROVISOIRE DE CENTRA GAS MANITOBA INC. PRÉSENTÉE AUPRÈS DE LA RÉGIE : 1. AUTORISATION D'UNE MODIFICATION DE L'ENTENTE DE CONCESSION EN VIGUEUR ENTRE CENTRA GAS MANITOBA INC. ET LA MUNICIPALITÉ RURALE DE ROCKWOOD; 2. APPROBATION DE L'ÉTUDE DE RENTABILITÉ DE L'EXPANSION D'UN SERVICE DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL À TROIS CLIENTS DANS LA MUNICIPALITÉ RURALE DE ROCKWOOD - Ordonnance 134/02 - 30 juillet 2002

Le 28 juin 2002, Centra a demandé une approbation ex parte provisoire de la Régie et l'autorisation de modifier l'entente de concession en vigueur entre Centra et la municipalité rurale de Rockwood (« Rockwood »), ainsi que l'approbation ex parte provisoire d'une étude de rentabilité visant l'expansion du réseau de distribution de Centra, dans le but de servir deux clients commerciaux et un client résidentiel dans la zone de concession élargie.

À l'heure actuelle, Centra dispose d'une entente de concession avec Rockwood qui vise une partie de la municipalité. On a demandé à Centra d'étendre d'ici l'été 2002 le service de distribution de gaz naturel à un établissement commercial situé dans le quadrant S-E de la section 22, le canton 16, le rang 2 à l'est du méridien principal, et au sud de la zone de concession actuelle. De plus, un autre client commercial et un client résidentiel habitant le même quartier ont demandé le raccordement au service de distribution de gaz naturel. En tout, deux clients commerciaux et cinq clients résidentiels pourraient être servis par ce projet d'expansion du réseau et tous sont situés dans la zone du quadrant S-E de la section 22, du canton 16 et du rang 2 à l'est du méridien principal.

En tout, trois clients ont apposé leur signature et sont visés par l'étude de rentabilité. La consommation annuelle estimée de 31 333 mètres cubes se fonde sur l'information tirée du matériel et une charge de superficie, en ce qui concerne les clients commerciaux, tandis que la consommation annuelle des clients résidentiels estimée à 2 833 mètres cubes correspond à la moyenne de la catégorie du petit secteur de service général, en usage dans toutes les demandes d'expansion récentes.

Les coûts d'immobilisations du projet sont évalués à 18 488 $ et seront engagés au cours des trois premières années.

La Régie a approuvé par ordonnance ex parte provisoire la demande de modification de l'entente de concession en vigueur et l'étude de rentabilité présentée par Centra.

DEMANDE DE CENTRA GAS MANITOBA INC. CONCERNANT : 1. L'APPROBATION FINALE DE DIVERS COÛTS DE GAZ; 2. L'APPROBATION DE TARIFS DE VENTE, DEVANT ENTRER EN VIGUEUR LE 1er AOÛT 2002, SELON DES COÛTS PRÉVUS DU GAZ AUTRE QUE LE GAZ D'INVENTAIRE POUR 2002-2003; 3. L'APPROBATION DE LA REMISE DE DIVERS SOLDES DE COMPTES DE COÛTS DE GAZ REPORTÉS; 4. L'APPROBATION DE LA DETTE INTERSOCIÉTÉS; 5. L'APPROBATION FINALE DES MESURES PRISES EN RÉPONSE À DIVERSES ORDONNANCES EX PARTE ET DIRECTIVES ANTÉRIEURES DE LA RÉGIE – Ordonnance 135/02 – 31 juillet 2002

Centra a présenté sa demande à la Régie le 14 mars 2002 et a produit une demande révisée le 22 mai 2002. Dans sa demande révisée, Centra demandait ce qui suit :

1. L'approbation de tarifs de gaz supplémentaires, de transport (jusqu'aux installations de Centra) et de distribution (aux clients) que facturera Centra, en échange du gaz vendu, transporté et distribué à ses clients, ces tarifs visant tout le gaz consommé à partir du 1er août 2002. Le seul volet du tarif de distribution de gaz abordé par Centra dans sa demande visait le gaz non comptabilisé.

2. L'approbation finale des coûts du gaz pour les périodes comprises entre le 1er janvier et le 31 décembre 2000, et le 1er janvier et le 31 mars 2001, ainsi que les divers comptes d'écart d'achat de gaz (« PGVA » - excluant les PGVA de gaz d'inventaire), et les soldes du compte de coûts de gaz reportés au 31 mars 2001.

3. L'approbation finale des coûts du gaz pour la période comprise entre le 1er avril 2001 et le 31 mars 2002, ainsi que les soldes du compte de coûts de gaz reportés au 31 mars 2002.

4. L'approbation de la remise des comptes d'écart d'achat de gaz autre que le gaz d'inventaire et les soldes du compte de coûts de gaz reportés accumulés au 31 mars 2002, plus les coûts de possession jusqu'au 31 juillet 2002.

5. L'approbation de la création de deux comptes de coûts reportés, visant à refléter l'incidence de l'impôt sur le capital sur les comptes de coûts du gaz reportés pour les exercices terminés le 31 mars 2001 et le 31 mars 2002 (y compris les coûts de possession), ainsi que l'établissement d'un compte de coûts reportés, devant refléter les effets de l'impôt sur le capital aux prochains exercices, à partir du 1er avril 2002.

6. L'approbation finale du tarif provisoire approuvé par la Régie en vertu de l'ordonnance 58/00, à facturer à l'ensemble des agents, des courtiers et des commercialisateurs pour la prestation d'un service de facturation et de perception d'organisme connexe.

7. L'approbation finale de l'ordonnance ex parte provisoire 154/00, visant la modification des conditions de service, relativement au paiement à la date d'échéance et aux suppléments de retard.

8. L'approbation finale des ordonnances ex parte provisoires 181/99, 109/00, 123/00, 140/00, 154/01, 164/01 et 172/01, relatives à l'autorisation de nouvelles

ententes de concession ou d'ententes de concession modifiées, d'études de rentabilité, et d'une grille des tarifs de raccordement au réseau de diverses municipalités rurales du Manitoba.

9. L'approbation finale des ordonnances ex parte provisoires 18/01, 119/01, 170/01 et 15/02, relatives à l'approbation des tarifs trimestriels provisoires du gaz d'inventaire, en vigueur à compter du 1er février 2001, et venant à échéance le 1er février 2002.

10. L'approbation finale de l'ordonnance ex parte provisoire 14/02 visant la modification des conditions du Service de transport de l'Ouest et du Service de facturation et de perception d'organisme connexe.

11. L'approbation de frais que facturera Centra pour le rétablissement du service en dehors des heures normales de travail, à compter du 1er août 2002.

12. L'approbation de la suppression des frais d'abandon de service, dans la grille des frais de gestion divers, faisant partie intégrante des conditions de service, ainsi que l'approbation d'une nouvelle définition de la « relocalisation de service », qui apparaît dans la grille des frais divers.

13. L'approbation de la perception de frais de base mensuels auprès de tous les clients, y compris les clients dont le service a été interrompu temporairement, est inactif ou inutilisé, à compter du 1er août 2002, comme le mentionnent à l'heure actuelle les conditions de service.

Selon sa demande révisée, Centra a prévu pour l'exercice 2002-2003 des coûts en gaz autre que le gaz d'inventaire qui seraient d'environ 12,8 millions de dollars inférieurs au revenu produit par les tarifs actuels. En outre, Centra a établi qu'au 31 mars 2002, les comptes d'écart pour achat de gaz et les autres soldes de comptes de coûts de gaz reportés (exception faite des PGVA de gaz d'inventaire) et les coûts de possession jusqu'au 31 juillet 2002, moins les revenus perçus par les avenants tarifaires en vigueur, constituaient une somme d'environ 17 millions de dollars, que Centra devait à ses clients.

En plus de l'information ci-dessus, Centra a fourni des précisions à des directives précédentes de la Régie, au sujet de l'étude tarifaire entre services publics, la politique sur la couverture des dérivatifs financiers et le programme de formation sur la couverture des dérivatifs financiers, le rapport d'étape sur l'analyse de portefeuille de « page blanche » sur l'offre de gaz de Centra, ainsi que sur un rapport traitant de la valeur des clients susceptibles de subir une interruption de service.

Le gaz naturel est une marchandise assujettie aux fluctuations du marché. Les prix du gaz naturel réagissent aux forces de l'offre et de la demande dans le marché non réglementé. Aux États-Unis et au Canada, il semble que les prix du gaz naturel se soient stabilisés au cours de la dernière année. En mars 2001, le prix du gaz naturel disponible se situait à environ 7,60 $/GJ, tandis que le prix à terme au 22 avril 2002 utilisé par Centra dans ses prévisions pour l'exercice 2002-2003 était de 4,57 $/GJ.

La Régie était d'avis que les coûts finaux du gaz pour les exercices 2000-2001 et 2001-2002 étaient raisonnables et convenables. La Régie a également estimé que les PGVA et les autres comptes de coûts du gaz reportés rendent compte des différences entre les montants des tarifs de vente et les coûts réels du gaz, exception faite des comptes d'impôt sur le capital reporté.

La Régie a signalé que l'impôt sur le capital est une question qui relève des besoins de revenu et qu'il n'y aurait pas lieu de l'envisager comme un coût du gaz. En outre, la Régie renvoie à une date ultérieure, probablement à l'automne 2002, en même temps que la prochaine demande tarifaire générale, tout autre examen des impôts sur le capital que paie Centra.

La Régie a établi que les prévisions de coûts du gaz de Centra pour l'exercice 2002-2003 étaient raisonnables et a donc approuvé les coûts prévus de gaz autre que le gaz d'inventaire de 80 012 875 $.

Les consommateurs devraient connaître les retombées possibles sur le transport et les autres coûts qui peuvent être imposés, advenant une décision imminente de l'Office national de l'énergie (ONE) concernant une demande de coûts de TransCanada Pipelines Ltd. La Régie a demandé à Centra d'établir de nouveaux tarifs de transport si le besoin s'en faisait sentir en raison de la décision de l'ONE.

Outre les questions ci-dessus, la Régie a approuvé un certain nombre d'ordonnances provisoires sur le gaz d'inventaire et l'expansion du réseau en région rurale. La Régie a approuvé le financement de la dette intersociétés et des changements aux conditions de service de Centra.

Le tableau qui suit illustre les incidences annuelles de cette ordonnance sur les montants facturés aux clients, selon les tarifs en vigueur le 1er mai 2002.

Catégorie de client	Incidence annuelle des tarifs
SGC	-2,0 à - 2,2 %
LGC	-2,4 à -3,0 %
HVF	-2,0 à -2,4 %
Réseau principal	-2,4 à – 31 %
Service interruptible	-3,0 à -3,4 %

DEMANDE DE CENTRA GAS MANITOBA INC. D'ORDONNANCE PROVISOIRE VISANT L'APPROBATION DE TARIFS DE VENTE DE GAZ D'INVENTAIRE, POUR TOUT LE GAZ CONSOMMÉ À PARTIR DU 1er AOÛT 2002 – Ordonnance 136/02 – 31 juillet 2002

Le 14 juin 2002, conformément à l'ordonnance 99/01, Centra a présenté une demande à la Régie pour faire approuver des tarifs provisoires de vente de gaz d'inventaire, à partir du 1er août 2002, et devant demeurer en vigueur jusqu'à l'émission d'une autre ordonnance de la Régie.

Centra a déposé à la Régie le 23 juillet 2002 une fourchette de prix à terme révisée, assortie de pièces justificatives et d'une grille des tarifs révisés. La fourchette de prix pour la période comprise entre le 1er août 2002 et le 31 juillet 2003, aux prix de clôture du 17 juillet 2002, exclusion faite des retombées révisées de couverture, s'établissait à 4,526 $/GJ, comparativement à 4,832 $/GJ, soit le montant figurant dans la demande du 14 juin 2002. Les coûts du projet de Nova sont demeurés inchangés par rapport à la demande du 14 juin, tandis que les différences de prix AECO Empress pour les mois d'août à octobre 2002 ont évolué, passant de 0,1400 $/GJ à 0,145 $/GJ, ces écarts correspondant aux prix unitaires réels révisés et aux prix unitaires prévus.

Centra a aussi révisé les coûts du gaz, comparativement aux coûts déclarés dans la demande initiale, en raison de transactions de couverture effectuées pour tenir compte des fourchettes de prix révisées.

L'incidence des transactions mentionnées ci-

dessus a été évaluée à 0,01580 $/GJ.

En plus des transactions ci-dessus, Centra a effectué le 17 juillet 2002 une opération de couverture de 7 080 000 GJ pour les mois de mai, juin et juillet 2002.

En regard d'un taux d'incorporation de 100 %, les coûts en carburant, les frais généraux et les coûts de stockage du gaz produiraient un coût du gaz d'inventaire inclus dans le tarif de vente de base du gaz de 0,1842 $/mètre cube, comparativement au coût de la demande initiale, qui se chiffrait à 0,1897 $/mètre cube.

Il s'ensuit que le tarif du gaz d'inventaire facturé au 1er août 2002, établi dans la demande révisée, et comprenant l'avenant tarifaire PDGR de 0,0363 $/ mètre cube, était de 0,215 $/mètre cube, comparativement au tarif demandé le 14 juin de 0,2213 $/mètre cube, et de 0,231 $/mètre cube aux tarifs actuels.

Le tableau ci-dessous rend compte des changements survenus dans les montants facturés chaque année pour la consommation de gaz naturel de diverses catégories de clients, après l'inclusion dans les tarifs des courbes de prix à terme du 17 juillet 2002. Ces incidences découlaient des tarifs du 1er mai 2002 pour le gaz d'inventaire, le gaz supplémentaire, le transport et la distribution.

INCIDENCES ANNUELLES SUR LES MONTANTS FACTURÉS AUX CLIENTS - DEMANDE RÉVISÉE

Catégorie de client	Diminution des montants facturés
SGS	-4,0 % à -4,3 %
LGS	-4,1 % à -5,1 %
HVF	-5,0 % à -5,5 %
Réseau principal	-5,3 % à -5,9 %
Service interruptible	-5,6 % à -6,0 %

DEMANDE DE CENTRA GAS MANITOBA INC. D'ORDONNANCE PROVISOIRE VISANT L'APPROBATION DE TARIFS DE VENTE DE GAZ D'INVENTAIRE POUR TOUT LE GAZ CONSOMMÉ À PARTIR DU 1er NOVEMBRE 2002 - Ordonnance 188/02 - 5 novembre 2002

Le 20 septembre 2002, Centra a demandé à la Régie d'approuver la prorogation des tarifs de vente provisoires approuvés de gaz d'inventaire, à compter du 1er novembre 2002, ces tarifs devant demeurer en vigueur jusqu'à l'émission d'une autre ordonnance par la Régie.

Puisque dans sa demande du 30 septembre 2002, Centra n'a demandé aucune augmentation tarifaire, la Régie a demandé à Centra de réviser sa demande le 15 octobre 2002, plutôt que 10 jours avant l'entrée en vigueur des tarifs, comme l'exigent les RSM. La Régie a agi ainsi pour informer à l'avance le public de l'entrée en vigueur des nouveaux tarifs, si les conditions courantes du marché exigeaient alors d'apporter des changements aux tarifs.

Le 15 octobre 2002, Centra a déposé à la Régie une fourchette de prix à terme révisée, accompagnée d'une grille des tarifs révisés. La fourchette de prix pour la période comprise entre le 1er novembre 2002 et le 31 octobre 2003, aux prix de clôture du 10 octobre 2002, exclusion faite des retombées révisées de couverture, s'établissait à 5,330 $/GJ, comparativement à 5,029 $/GJ,

soit le montant figurant dans la demande du 20 septembre 2002. Les coûts du projet de Nova sont demeurés inchangés, tandis que les différences de prix AECO/Empress pour les mois d'août à octobre 2002 ont évolué, passant de 0,1600 $/GJ (en novembre 2002) à 0,170 $/GJ, entre décembre 2002 et avril 2003, puis à 0,186 $/GJ, ces écarts correspondant aux prix unitaires réels révisés et aux prix unitaires prévus.

Centra a aussi révisé les coûts du gaz, comparativement aux coûts déclarés dans la demande initiale, en raison de transactions de couverture effectuées pour tenir compte des fourchettes de prix révisées. Centra a évalué que les transactions mentionnées ci-dessus se traduiraient par une diminution de (0,1050 $/GJ).

En regard d'un taux d'incorporation de 100 %, les coûts en carburant, les frais généraux et les coûts de stockage du gaz produiraient un coût de vente de base du gaz d'inventaire de 0,1939 $/mètre cube, comparativement au tarif de 0,1865 $/mètre cube dans sa demande de septembre, et à 0,1842 $ dans le tarif de base en vigueur.

Il s'ensuit que le tarif du gaz d'inventaire facturé, figurant dans la demande du 1er novembre 2002 révisée, était de 0,2239 $/mètre cube, comparativement au tarif demandé en septembre de 0,2165 $/mètre cube, et de 0,2158 $/mètre cube aux tarifs actuels.

Le tableau ci-dessous rend compte des changements survenus dans les montants facturés chaque année pour la consommation de gaz naturel par diverses catégories de clients, après l'inclusion dans les tarifs des courbes de prix à terme du 10 octobre 2002. Ces incidences découlaient des tarifs du 1er août 2002 pour le gaz d'inventaire, le gaz supplémentaire, le transport et la distribution.

INCIDENCES ANNUELLES SUR LES MONTANTS FACTURÉS AUX CLIENTS - DEMANDE RÉVISÉE

Catégorie de client	Augmentation des montants facturés
SGS	2,1 % à 2,3 %
LGS	2,2 % à 2,8 %
HVF	2,7 % à 3,0 %
Réseau principal	2,9 % à 3,2 %
Service interruptible	3,1 % à 3,3 %

Après avoir analysé la demande et examiné les commentaires des parties intéressées, la Régie a approuvé la demande de tarifs révisés.

La Régie a relevé que certaines des présentations ont traité de questions déjà examinées par la Régie, au titre de l'examen prévu par les RSM. La Régie a formulé des observations sur ces présentations et a commenté également les points suivants :

1. Le prix que Centra paie pour le gaz naturel est conforme aux formules de fixation des prix dont fait état son contrat d'approvisionnement à long terme, qui a fait l'objet d'un examen approfondi par la Régie en 2000. La fixation des prix se fonde sur l'indice quotidien des prix publié par AECO - C NIT, en Alberta. De plus, les coûts du gaz peuvent subir et subissent en fait les effets des opérations de couverture de Centra, également examinées par la Régie.

2. Les prix du gaz naturel sont déterminés par un marché concurrentiel sur lequel Centra n'a aucune emprise. Centra ne réalise pas de bénéfice sur le coût marchand du gaz, mais il lui faut tenir compte de la dynamique du marché pour traduire ces changements dans ses tarifs. En ce sens, le tableau ci-dessous illustre les fluctuations historiques du marché, y compris toutes les modifications tarifaires survenues le 1er novembre 2002.

Date	Coût du gaz	Montant annuel facturé	% de changement dans le montant facturé
Décembre 1999	3,003 $/GJ	856 $	Base
1er août 2000	5,187 $/GJ	993 $	16,1 %
1er novembre 2000	5,894 $/GJ	1 123 $	12,6 %
1er février 2001	9,251 $/GJ	1 381 $	23,0 %
1er août 2001	4,614 $/GJ	1 233 $	(10,7 %)
1er novembre 2001	4,168 $/GJ	1 147 $	(6,9 %)
1er février 2002	4,028 $/GJ	1 124 $	(2,0 %)
1er mai 2002	5,094 $/GJ	1 237 $	10,0 %
1er août 2002	4,759 $/GJ	1 146 $	(7,4 %)
1er novembre 2002	5,024 $/GJ	1 171 $	2,2 %

DÉPÔT PAR HYDRO-MANITOBA, RELATIF AUX ACTIVITÉS D'INTÉGRATION, SUITE À L'ACQUISITION DE CENTRA GAS MANITOBA INC. ET MESURES PRISES EN RÉPONSE À L'ORDONNANCE 146/99 – Ordonnance 208/02 – 6 décembre 2002

En mai 1999, Westcoast Energy Inc. (« WEI ») et Hydro-Manitoba (« Hydro ») ont conclu une entente pour l'achat et la vente de toutes les actions émises et en circulation de Centra Gas Manitoba inc. (« Centra »), en contrepartie d'un montant d'environ 245 millions de dollars (« la transaction »), sous réserve de certaines conditions et de certains correctifs. Après une audience publique, la Régie a émis le 30 juillet 1999 l'ordonnance 146/99, dans laquelle la Régie approuvait la transaction et se prononçait sur plusieurs questions. La Régie s'est dite préoccupée, mais a néanmoins conclu qu'en définitive, la transaction n'aurait pas d'effet négatif indu sur la prestation continue d'un service fiable et sûr, de même qu'elle n'aurait pas d'incidence négative sur la concurrence dans les secteurs du gaz ou de l'électricité. La Régie a aussi conclu que même si la transaction comportait des risques, sa bonne gestion ne devrait pas entraîner d'effet négatif important sur les tarifs facturés aux consommateurs des services publics de gaz naturel ou d'électricité.

La Régie a de plus soutenu que « l'approbation de la transaction n'autorise aucunement Hydro à intégrer toutes les fonctions ou toutes les activités de Centra dans ses opérations ». L'ordonnance 146/99 contenait également un certain nombre de directives précises dont la Régie devrait effectuer ultérieurement le suivi.

Hydro a communiqué à la Régie le 30 novembre 2001 un rapport sur l'état de l'intégration de Centra, y compris des renseignements sur la répartition des coûts et les synergies entre les deux entités de services publics d'électricité et de gaz naturel. Ce dépôt de documents s'inscrivait par ailleurs dans la ligne des recommandations et des directives de l'ordonnance 146/99 de la Régie.

Dans cette ordonnance, la Régie a prié Hydro de rendre compte aux fins réglementaires des coûts de la transaction d'acquisition et de l'intégration dans ses livres et ses pièces comptables et non dans ceux de Centra. La Régie a aussi demandé à Hydro de déposer une liste révisée des coûts d'acquisition, des coûts de l'intégration et des économies réalisées par l'intégration, de même qu'une

analyse des effets de la transaction et de l'intégration sur le revenu net consolidé et les tarifs, compte tenu des directives précises en ce sens dont faisait état l'ordonnance. La Régie abordera ces questions dans le cadre de la demande tarifaire générale que présentera Centra, dont l'exercice de référence à venir sera l'année 2003-2004.

La Régie a prié Centra de comptabiliser le plein montant actuellement compris dans les tarifs de vente, correspondant à l'impôt sur le revenu annuel, pour un montant d'environ 11 millions de dollars. Cette mesure permettrait de radier entièrement le plus rapidement possible la dette fiscale unique et les coûts de possession. La Régie a accepté la période d'amortissement de 30 ans des coûts connexes de l'acquisition et de l'intégration.

En réponse à un certain nombre d'inquiétudes exprimées par les intervenants, la Régie a demandé à Hydro et à Centra de prévoir un calendrier de présentation plus régulier de révision périodique des tarifs pour chacun des deux services publics, de manière à améliorer l'efficience, l'efficacité et la rapidité de l'examen réglementaire. La Régie a aussi demandé aux parties de ne pas prévoir un intervalle supérieur à trois ans entre chaque présentation de demande tarifaire générale pour chacun des deux services publics, même si aucun changement de tarif n'est sollicité.

GLADSTONE, AUSTIN NATURAL GAS CO-OP LTD.

DEMANDE DE LA SOCIÉTÉ GLADSTONE, AUSTIN NATURAL GAS CO-OP LTD. D'ORDONNANCE EX PARTE PROVISOIRE, VISANT L'APPROBATION EX PARTE PROVISOIRE DE LA PROROGATION DU TARIF DE VENTE EN VIGUEUR, À FACTURER POUR TOUT LE GAZ NATUREL CONSOMMÉ À PARTIR DU 1er NOVEMBRE 2002 - Ordonnance 189/02 - 5 novembre 2002

Dans l'ordonnance 166/01 du 26 octobre 2001, la Régie a approuvé les tarifs de vente de gaz naturel de la société Gladstone, Austin Natural Gas Co-op Ltd. (« la coop »), ces tarifs visant tout le gaz consommé à partir du 1er novembre 2001. Le tarif de vente approuvé comprenait des frais mensuels de base de 10,00 $ par service et un tarif marchandise de 9,95 $ par gigajoule (« GJ »). Un prix d'achat du gaz pondéré moyen, évalué à 5,25 $/GJ et un prix moyen du gaz livré, évalué à 6,60 $/GJ, figurent dans le tarif de vente global.

Le 24 octobre 2002, la société Campbell Ryder Engineering Ltd. (« Campbell Ryder »), a communiqué, au nom de la coop, un coût du gaz à terme pour une période de 12 mois, comprise entre le 1er novembre 2002 et le 31 octobre 2003, et des soldes de compte d'écart d'achat de gaz (« PGVA ») au 31 octobre 2002 et au 31 octobre 2003. Ces prévisions reposaient sur une nouvelle entente d'approvisionnement en gaz conclue pendant cette période avec un nouveau fournisseur, PremStar Energy Canada Ltd. (« PremStar »).

Le contrat conclu avec PremStar prévoit la fixation d'un prix variable, déterminé selon l'indice quotidien des prix AECO-C NIT, publié dans le Canadian Gas Price Reporter, plus un montant de 0,10 $/GJ. En vertu de l'entente avec PremStar, la coop peut bloquer un prix au début d'un mois et le prix en question s'appliquerait alors pour le reste de la période visée par le contrat.

Le coût moyen du gaz prévu pour l'exercice 2002-2003 était de 5,388 $/GJ, le prix au point de livraison s'établissant à 6,863 $/GJ. De plus, le solde du PGVA au 31 octobre 2002 était évalué à environ 20 000 $, soit le montant dû aux clients. Le solde prévu du PGVA devant s'accumuler au cours de la période d'approvisionnement de 2000 à 2003 était estimé à environ 19 800 $, un montant dû à la coop. D'où il s'ensuit que si les tarifs de vente actuels demeurent en vigueur, le solde net du PGVA au 31 octobre 2003 serait proche de la radiation. La coop a donc demandé que les tarifs de vente ne subissent aucun changement et que les tarifs en vigueur le demeurent jusqu'à l'émission d'une autre ordonnance par la Régie.

La Régie était d'avis que cette nouvelle entente d'approvisionnement et la formule de fixation des prix connexe conclue avec PremStar étaient raisonnables.

La Régie a par ailleurs relevé que l'établissement des tarifs visait à rendre compte des coûts moyens prévus du gaz pour l'exercice 2002-2003, l'augmentation du coût du gaz au point de livraison aurait été d'environ 4 %. La Régie a aussi noté que le solde du PGVA au 31 octobre 2002 était évalué à plus de 20 000 $. La Régie estime que l'imposition d'une augmentation tarifaire alors que le solde du PGVA favorisait le client n'apparaissait pas comme une mesure juste ou pratique. La Régie a accepté la recommandation de la coop, visant à proroger les tarifs de vente en vigueur.

La Régie s'attendait à ce que la coop fixe le moment où il conviendrait de mettre en place le prix d'approvisionnement fixe, comme le prévoient les contrats d'approvisionnement, et de manière à évaluer les incidences que pourrait avoir cette mesure sur les tarifs.

SWAN VALLEY GAS CORPORATION

La Swan Valley Gas Corporation est une société de distribution locale détenue en propriété exclusive par SaskEnergy, une société d'État de la Saskatchewan.

Swan Valley Gas offre un service de gaz à partir d'un poste de comptage situé tout juste à l'intérieur de la frontière avec le Manitoba et dessert les trois collectivités de Benito, de Swan River et de Minitonas, en plus du client industriel Louisiana Pacific Canada Ltd.

Un gazoduc de transmission de 37 kilomètres de longueur a été construit pour acheminer le gaz naturel du réseau TransGas de Norquay, en Saskatchewan, vers le réseau Swan Valley Gas, au Manitoba. Le propriétaire de ce gazoduc, Many Islands Pipeline, filiale détenue en propriété exclusive par SaskEnergy et qui assure le transport entre les provinces, est régi par l'Office national de l'énergie.

Le projet a été financé en partie par les cinq administrations locales et par les gouvernements fédéral et provincial.

Dans son ordonnance 161/00 du 15 décembre 2000, la Régie a accordé à la société l'autorisation d'aller de l'avant.

La Régie a permis à la société d'établir un compte d'écart pour achat de gaz (PGVA) où sont indiquées les différences entre le prix de vente du gaz et celui payé par la société.

Swan Valley Gas Corporation n'a déposé aucune demande auprès de la Régie en 2002.

ACHAT DIRECT DE GAZ NATUREL

Depuis le 31 décembre 2002, et ce, pour l'exercice allant du 1er novembre 2002 au 31 octobre 2003, la Régie a inscrit 17 sociétés de courtage responsables de l'approvisionnement en gaz naturel des Manitobains.

La Régie a continué de superviser ce marché basé sur l'achat direct et a mené un certain nombre d'enquêtes tout au long de l'exercice.

La société Centra Gas Manitoba Inc. a rapporté qu'au cours de l'année civile 2002, 6 473 accords d'achat direct ont été soumis par les courtiers. De ce nombre, on comptait 2 481 clients bénéficiant d'une option d'achat et de vente et 3 992 nouveaux clients du STO. Au total, 16 002 comptes (options d'achat et de vente et STO) ont été fermés. Huit cent quarante-cinq demandes ont été rejetées en raison de renseignements inadéquats ou parce que le client avait déjà conclu un accord d'achat direct. Au 1er janvier 2003, 40 118 clients recevaient le gaz naturel en vertu d'achats directs. De ce nombre, on comptait 32 524 clients du STO (SFPO et non SFPO) et 7 594 clients bénéficiant d'une option d'achat et de vente.

Les clients qui reçoivent des renseignements à caractère commercial de courtiers offrant un contrat à forfait continuent de communiquer avec la Régie. Le personnel les informe généralement des règlements applicables aux courtiers et aux marchés du gaz sans commenter le bien-fondé de l'offre.

Le personnel a traité environ 600 demandes de clients se rapportant aux activités des courtiers en opérations gazières. Elles avaient trait aux ventes à domicile, à la pertinence de divulguer de l'information à la porte des clients, aux tactiques de vente sous pression et à la difficulté de joindre la société responsable. Vu la chute récente des prix du gaz naturel, un nombre considérable de clients qui avaient signé un contrat avec un courtier se sont informés de la possibilité de le résilier.

Différends touchant les clients

En vertu du Code de conduite régissant les activités des courtiers au Manitoba, le client qui n'est pas satisfait des efforts d'un courtier en vue de résoudre un différend peut en référer à la Régie pour obtenir un règlement.

Trente-cinq différends de ce genre ont été portés devant la Régie, qui a tenu des audiences pour déterminer s'il y avait eu ou non manquement au Code de conduite. Après avoir examiné les ordonnances, la Régie a conclu qu'il y avait eu manquement au Code de conduite dans douze cas.

DISTRIBUTION DU GAZ PROPANE

STITTCO UTILITIES MAN LTD.

La société Stittco Utilities Man Ltd. (Stittco) fournit en propane les localités de Thompson, de Snow Lake et de Flin Flon par gazoduc. Les activités relatives au gazoduc sont régies par la Régie, et ce, conformément aux tarifs prévus par la *Loi sur la régie des services publics* et aux questions de sécurité mentionnées dans la *Loi sur les gazoducs*. Voici le nombre de clients desservis dans chacune des localités concernées :

	Résidentiels	Commerciaux
Thompson	920	133
Flin Flon	1	27
Snow Lake	0	12

Une filiale de Stittco fournit du propane en vrac au moyen d'installations autres que des gazoducs qui ne sont pas régies par la Régie.

En 2002, la Régie a émis deux (2) ordonnances, dont l'une pour approuver la modification des tarifs de Stittco résultant d'un changement des prix du marché.

Par son ordonnance 28/02 du 11 février 2002, la Régie a approuvé une demande de diminution des tarifs visant à refléter la baisse du prix de la marchandise sur le marché. Stittco a proposé de retirer un avenant tarifaire de 49,20 $ par mètre cube (liquide) ou de 0,186 $ par mètre cube (gaz). Stittco a signalé à la Régie que le prix du propane avait poursuivi sa chute depuis le mois de juillet 2001, quand l'avenant tarifaire a été abaissé à 49,20 $.

Le 31 juillet 2002, Stittco a déposé devant la Régie une demande tarifaire générale pour les tarifs révisés qui allaient entrer en vigueur le 1er septembre 2002. La demande portait sur tous les aspects des activités de la société, y compris l'échelle de tarification, le taux de rendement et les frais d'exploitation. La Régie avait examiné ces aspects pour la dernière fois en 1998. La demande visait une diminution des tarifs.

Afin de réduire au minimum les coûts de réglementation, la Régie a traité la demande selon le modèle adopté de réglementation au moindre coût. Les clients ont été avisés de la demande et aucune soumission n'a été reçue.

Stittco a fourni des preuves à l'appui d'un taux de rendement des capitaux propres de 12,75 % basé sur une structure de capital réelle de 100 % de capitaux propres. Ce faisant, elle a noté que, selon les projections, la société prévoit obtenir un rendement de 5,87 % et de 10,83 % en 2001-2002 et 2002-2003, respectivement. La Régie a jugé cela raisonnable dans les circonstances.

La Régie a examiné le nouveau contrat d'approvisionnement en propane de Stittco obtenu par soumission et a jugé les résultats acceptables.

Par son ordonnance 172/02, la Régie a approuvé la demande de Stittco visant à abaisser les tarifs, observant que, en moyenne, les tarifs proposés seront inférieurs de 10,6 % aux tarifs existants.

INTERRUPTION ET REPRISE DE SERVICE

Le paragraphe 104(1) de la *Loi sur la régie des services publics* interdit l'interruption du service de gaz résidentiel pour non-paiement de compte en souffrance durant la période qui va du 1er octobre au 14 mai. Dans son ordonnance 107/94, la Régie a établi les règles et les procédures définissant les responsabilités du service public en matière de production d'avis et de rapports et de supervision. Comme il n'existe aucune obligation de reprise de service pendant les mois d'hiver et vu les risques associés à l'absence de chauffage, la Régie supervise rigoureusement le processus et maintient un contact étroit avec le service public en ce qui a trait aux clients qui demeurent sans service de gaz après le 30 septembre.

Le nombre total d'interruptions de service (voir le tableau ci-dessous) pour la période allant du 14 mai au 30 septembre 2002 indique une tendance à la hausse contraire à la diminution constante observée au cours des trois dernières années. Cela est survenu en dépit du fait que le service public a augmenté la valeur en dollars du paiement en souffrance donnant lieu à une interruption de service et qu'il n'a pas entrepris les interruptions de service dès le 14 mai. Le nombre grandissant de comptes en souffrance est largement attribuable à l'augmentation marquée des prix du gaz observée depuis l'automne 2000. Cela s'explique aussi, dans certains cas, par les ententes à prix fixe conclues avec des courtiers lorsque les prix du gaz ont atteint leur sommet. Cette augmentation s'est produite malgré les efforts de la Régie visant à atténuer les effets en échelonnant l'augmentation de tarif sur une période de 24 mois et malgré le fait que Centra Gas ait étendu son plan à versements égaux sur une période de 15 mois plutôt que sur la période habituelle de 11 mois. À l'heure actuelle, on estime le montant des comptes ayant un arriéré de plus de 90 jours à environ 5,2 millions de dollars, dont 4,3 millions de dollars pour les comptes résidentiels.

Bien qu'il n'existe à ce jour aucune analyse détaillée de la situation socio-économique de chaque client faisant l'objet d'une interruption de service, les données non scientifiques indiquent qu'il s'agit dans nombre de cas de chefs de famille monoparentale et de personnes âgées ayant généralement un revenu fixe. Contrairement aux années précédentes, le manque d'emploi ne semble pas être en cause, mais les personnes en voie de changer d'emploi ou en attente de prestations d'assurance-emploi ou d'indemnités d'accident du travail étaient de toute évidence touchées.

Au cours de la période comprise entre le 14 mars et le 30 septembre, les clients dont le service est sur le point d'être interrompu ou a été fréquemment interrompu communiquent avec la Régie pour s'informer de leurs droits ou obtenir de l'aide en vue de résoudre leurs différends avec le service public. Au cours de la période visée par l'examen, aucune audience de la Régie n'a été nécessaire.

Le service public est tenu de présenter des rapports fréquents sur le nombre de clients ayant subi une interruption de service. Il doit aussi fournir des renseignements détaillés sur ses contacts avec le client touché ainsi que sur les occupants – enfants, personnes âgées, personnes malades. Ces rapports ont été soumis en bonne et due forme à la Régie, qui a procédé à leur vérification.

Dans le cas des locaux ayant fait l'objet d'une interruption de service jugés inoccupés par le service public d'après l'information recueillie au cours de l'été, il est nécessaire de prendre contact avec les voisins, les agents immobiliers (si l'édifice est répertorié), le détenteur de l'hypothèque et le propriétaire. Il s'agit de la catégorie qui pose le plus grand risque, car une personne qui ne comprendrait pas le risque encouru pourrait facilement se faire du mal si le bâtiment est occupé quand le temps se refroidit.

Le rapport du service public du 27 septembre 2002 faisait état d'un total de 126 locaux inoccupés. Ce rapport est bien rédigé, car il y a eu, dans la plupart des cas, contact avec les propriétaires. Ces locaux se trouvent pour la plupart au centre-ville et sont souvent des immeubles locatifs. Il est suggéré que le service public améliore ses relations avec la Ville afin d'augmenter la qualité de l'information relative à ces locaux.

En date du 13 décembre 2002, 62 locaux sont demeurés dans la catégorie « inoccupé ».

Les règlements de la Régie exigent que le service public conserve au dossier certains renseignements sur chacun des clients ayant fait l'objet d'une interruption de service. Ces renseignements doivent être obtenus au cours d'une rencontre personnelle avec le client. Sauf que certains clients évitent délibérément toute rencontre en face-à-face avec un représentant du service public.

Le service public a initialement présenté une liste de 99 clients du genre. Le nombre de dossiers a ultérieurement diminué à 59 et ces dossiers ont été examinés pour mesurer les efforts déployés par le service public en vue de communiquer avec ces clients et d'évaluer la nature des renseignements contenus aux dossiers.

La Régie a envoyé une lettre à chacun des clients qui évitaient délibérément de communiquer avec le service public.

Le dossier de chaque client est soigneusement examiné afin de découvrir tout renseignement qui pourrait indiquer que le client est incapable de comprendre le risque auquel il s'expose. À deux reprises, le service public a eu recours aux services de l'unité mobile de gériatrie, qui a visité le domicile des personnes concernées afin d'évaluer la situation. En outre, le personnel du service public a effectué de multiples visites sur place dans le but d'établir un contact. Nombre de ces clients avaient fini par régler leur différend avec le service public en date du 13 décembre 2002, sauf que 34 domiciles entraient encore dans cette catégorie.

Le reste des dossiers concerne des clients ayant subi une interruption de service, mais qui continuent d'occuper les lieux et pour lesquels le service public possède toute l'information requise par la Régie. Le service public maintient généralement le contact avec ces clients. Le 27 septembre 2002, 1 725 dossiers entraient dans cette catégorie. Au 13 décembre 2002, 316 domiciles entraient dans cette catégorie (dont les 34 susmentionnés).

En général, les clients entrant dans cette catégorie sont des chefs de famille monoparentale, des personnes âgées, des personnes à la recherche d'emploi et des personnes en attente de prestations d'accident de travail ou d'assurance-emploi.

Cette année, le service public a effectué une excellente tenue des dossiers. Il a communiqué régulièrement avec les clients

par téléphone. Il a aussi rendu visite pour la première fois à ses clients jugés le plus à risque. On a visité en tout 67 domiciles. Dans certains cas, le service public est parvenu à conclure sur place des modalités de paiement et à reprendre le service par la suite. Le service public signale que, dans la plupart des cas, les clients étaient heureux de recevoir la visite de ses représentants. Cette nouvelle approche est bien accueillie et rassure considérablement sur le fait que tous les efforts pour déterminer qui sont les personnes à risque ont été entrepris. Au besoin, le service public fait appel aux services d'une unité mobile de gériatrie du ministère des Services à l'enfant et à la famille et du Service d'aide sociale.

STITTCO UTILITIES MAN LTD.

Dix clients ont subi une interruption de service en 2002. La Régie n'a reçu aucune plainte des clients de Stittco.

Centra Gas Manitoba Inc.

Service résidentiel

	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Nombre total d'interruptions de service	3 875	3 346	3 284	3 924	3 151	3 650	4 151	3 177	2 765	3 389
Nombre total de reprises de service	3 800	3 277	3 158	3 842	3 065	3 557	3 922	2 851	2 418	3 011
Interruptions touchant les locaux vacants, ceux qui ont une autre source de chauffage, etc.	75	69	126	82	86	93	229	326	347	387

Service résidentiel – Nombre de domiciles actuellement occupés qui n'ont pas de service de gaz : 316

Service commercial

	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Interruptions de service	548	458	512	457	459	443	372	306	421	305
Reprises de service	501	430	487	439	448	418	212	257	333	250
Interruptions touchant les locaux vacants, ceux qui ont une autre source de chauffage, etc.	47	28	25	18	11	25	160	49	88	55

GLADSTONE, AUSTIN NATURAL GAS CO-OP

Trois clients ont subi une interruption de service, dont deux étaient des clients résidentiels. Il s'agissait dans un cas d'un domicile vacant et, dans l'autre, d'un client qui avait le chauffage électrique. Ces deux clients sont demeurés sans service. Le troisième client était un client commercial pour qui le service a repris. La Régie n'a reçu aucune plainte des clients de Gladstone Austin Natural Gas Co-op Ltd.

SWAN VALLEY GAS CORPORATION

Aucun client n'a subi d'interruption de service. La Régie n'a reçu aucune plainte des clients de Swan Valley Gas Corporation.

LOI SUR LES GAZODUCS

La Loi sur les gazoducs (la Loi), dont la Régie assure l'administration, régit les aspects de la sécurité publique liés à la distribution de gaz naturel par Centra Gas Manitoba Inc., Gladstone, Austin Natural Gas Co-op et Swan Valley Gas Corporation, à la distribution de propane par Stittco Utilities Man Ltd. à Thompson, Snow Lake et Flin Flon, et à la distribution de propane par le Bureau de logement du Manitoba à Churchill.

La Régie examine dans quelle mesure les propriétaires de gazoduc adhèrent aux normes de sécurité adoptées par la Régie ou en vertu des règlements pris en application de la Loi. La Régie approuve les plans de construction proposés et applique des méthodes de vérification pour s'assurer de la conformité à la Loi.

La Régie participe aussi aux enquêtes sur les dommages, les explosions et les incendies de gazoducs. Ces enquêtes peuvent mener à la formulation de recommandations visant les pratiques ou les méthodes des services publics et à la formulation de recommandations à l'intention d'autres organismes et intervenants ayant pour but de prévenir des incidents similaires.

En 2002, on a rapporté 135 incidents ayant causé des dommages à des gazoducs, dont 114 ayant entraîné des explosions de gaz. Les principales causes de tels incidents sont attribuables aux excavations pratiquées par des tierces parties et pour lesquelles aucune autorisation n'avait été demandée au service public concerné. D'autres incidents sont dus au non-respect des consignes de sécurité par les responsables des travaux d'excavation et aux mauvaises indications fournies par le service public en ce qui concerne l'emplacement de la ligne. Les parties concernées continuent de rencontrer les responsables des travaux d'excavation pour les sensibiliser aux règlements.

La Régie est représentée au sein du comité directeur et du comité technique de l'Association canadienne de normalisation (CSA) ainsi qu'au conseil consultatif sur le gaz naturel pour les Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz.

HYDRO-MANITOBA

Les tarifs d'Hydro-Manitoba sont approuvés par la Régie en vertu de la *Loi sur l'examen public des activités des corporations de la Couronne et l'obligation redditionnelle de celles-ci*, de la *Loi sur l'Hydro-Manitoba* et de la *Loi sur la régie des services publics*.

Le 30 novembre 2001, Hydro-Manitoba a remis à la Régie un rapport de situation comprenant ses bilans financiers, ses prévisions, ses méthodologies ainsi que les processus et les événements qui ont transformé le secteur de l'électricité ces dernières années. Hydro-Manitoba ne cherchait aucunement à apporter des modifications tarifaires générales, affirmant que, pour l'exercice 2002-2003, les tarifs seraient effectivement gelés pendant six ans dans le cas des clients résidentiels et pendant onze ans dans le cas des clients industriels importants, à l'exception des diminutions de tarif consenties à certains consommateurs résidentiels à la suite de la mise en vigueur, le 1er novembre 2001, des taux uniformes à l'échelle de la province.

La dernière demande d'augmentation tarifaire générale formulée par Hydro-Manitoba remonte à l'automne 1995 et a été suivie d'une audience publique au début de 1996. Vu la longue période de temps écoulée depuis le dernier examen public des tarifs de vente d'Hydro-Manitoba, la Régie a jugé qu'une nouvelle audience pourrait notamment aider à déterminer si les tarifs de vente existants sont toujours justes et raisonnables, et s'ils doivent être modifiés ou non.

L'audience publique sur le rapport de situation d'Hydro-Manitoba a été ajournée le 11 juin 2002 pour reprendre le 16 septembre suivant, dans le but d'aborder les aspects liés au coût du service. Cette portion a pris fin le 30 septembre 2002. On attend toujours la décision de la Régie.

Programme de réduction du service

Hydro-Manitoba offre à ses clients importants un programme de réduction du service : en échange d'une réduction de tarif, Hydro-Manitoba se réserve le droit de réduire son service quand la demande est grande pour mieux répondre aux charges fermes. Une telle entente constitue une solution de rechange à la construction d'installations de réserves ou de pointe et est devenue une partie importante des stratégies de gestion de la demande d'électricité de nombreux services publics en Amérique du Nord. La possibilité de réduire le service à ses clients importants à court préavis donne à Hydro-Manitoba plus de souplesse pour répondre aux urgences et accroître sa capacité d'écouler une puissance garantie à court terme vers d'autres marchés. Dans le cadre de cette proposition de service, Hydro-Manitoba a présenté à la Régie les réductions mensuelles qu'il compte offrir aux fins d'approbation.

Programme d'énergie excédentaire

Le 25 octobre 1999, Hydro-Manitoba demandait à la Régie de mettre en place le Programme d'énergie excédentaire (PEE) visant à remplacer les programmes existants (Industrial Surplus Energy, Dual Fuel Heating et Surplus Energy Services to Self-Generators). Le PEE est conçu de manière à permettre aux clients admissibles d'accéder à l'énergie excédentaire à des conditions relativement semblables à celles accordées aux clients d'exportation. Le PEE tient raisonnablement compte des questions clés relatives à l'établissement du tarif que sont l'équité et le recouvrement des coûts.

Tout au long de l'année 2002 et en accord avec le Programme d'énergie excédentaire, la Régie a émis des ordonnances provisoires ex parte approuvant les tarifs hebdomadaires du marché au comptant.

Le 2 décembre 2002, Hydro-Manitoba a demandé à la Régie la permission d'augmenter certains tarifs imposés dans les localités alimentées par générateur diesel à compter du 1er avril 2003. Hydro-Manitoba voulait augmenter les tarifs s'appliquant au groupe de queue des clients du service général et des clients résidentiels (clients à plein tarif), ainsi qu'à tous ses clients du gouvernement. Parmi les localités touchées, mentionnons Brochet, Lac Brochet, Shamattawa et Tadoule Lake.

La demande sera entendue en 2003.

SOCIÉTÉ D'ASSURANCE PUBLIQUE DU MANITOBA

Le 11 juin 2002, la Société d'assurance publique du Manitoba (SAPM) a soumis à la Régie des services publics (la Régie) une demande d'approbation des primes qu'elle comptait exiger pour l'assurance obligatoire du conducteur et du véhicule (assurance de base) du 1er mars 2003 au 29 février 2004 (exercice 2004). La SAPM n'a demandé aucun changement touchant les recettes tirées de ces primes. De même, la SAPM n'a demandé aucune modification des frais de gestion et de transaction ou des frais de permis et de certificat. Les recettes tirées des primes seront plus élevées en raison de l'application du facteur de modernisation des véhicules qui, selon les projections, sera de 4,5 % en 2003 et de 3,5 % en 2004, et d'un accroissement annuel du parc de véhicules estimé à 1 % pour les prochaines années. La Régie jugeait ces facteurs raisonnables à ce moment-ci.

La SAPM affirme que sa méthodologie de prévision relative aux réclamations n'a pas vraiment changé par rapport à celle utilisée l'année précédente. Selon ses prévisions financières, le coût des réclamations de l'exercice 2003 devrait atteindre 446,1 millions de dollars, puis s'accroître de 22,2 millions pour passer à 468,3 millions de dollars en 2004. On s'attendait à ce que les réclamations relatives à l'assurance-collision et à l'assurance tous risques augmentent d'environ 20 millions de dollars en raison des facteurs suivants :

- l'augmentation du nombre de réclamations dues à l'élargissement du parc de véhicules;
- l'augmentation du coût des pièces de rechange;
- l'augmentation de la valeur moyenne des pertes totales de véhicules.

Aucun changement significatif n'était prévu en ce qui concerne les indemnités d'accident et le paiement des indemnités hebdomadaires dans le cadre du Régime de protection contre les préjudices corporels. L'augmentation des frais de sinistres, des commissions et de l'impôt sur les primes se traduisait dans l'augmentation anticipée des coûts afférents aux réclamations. La Régie a jugé que ces coûts, de même que les frais d'exploitation de la SAPM, étaient raisonnables.

La SAPM a prévu un bénéfice d'exploitation net de 10,2 millions de dollars pour l'exercice 2003 et de 9,8 millions de dollars pour l'exercice 2004. La Régie était d'avis que « l'atteinte du seuil de rentabilité » ne doit pas nécessairement signifier que les coûts projetés doivent équivaloir aux revenus projetés chaque année. Du point de vue de la Régie, une telle interprétation pourrait menacer la stabilité des tarifs. La Régie était toutefois d'accord avec certains intervenants qui disaient qu'un bénéfice d'exploitation net projeté de 9,8 millions de dollars, considéré conjointement avec une Réserve de stabilisation des tarifs (RST) excédant la marge établie par la Régie, dépasse les limites de ce qui peut être considéré comme « l'atteinte du seuil de rentabilité ». La Régie reconnaît cependant que l'incertitude qui caractérise actuellement les marchés de fonds d'investissement pourrait avoir des effets négatifs sur le revenu de placement de la SAPM en 2004. Prenant en compte tous ces facteurs, la Régie a ordonné à la SAPM de soumettre à nouveaux ses échelles tarifaires de manière à refléter la diminution de 1 % des

recettes globales tirées des primes de véhicules pour l'exercice 2004.

Compte tenu de la diminution de 1 % des recettes mentionnée dans son ordonnance, la Régie a précisé que les effets sur les recettes tirées des primes de véhicules peuvent être moindres que ce qui est indiqué ci-dessous, mais que les effets sur chaque classe de véhicules ne correspondent pas nécessairement à la diminution de 1 %.

Véhicules de tourisme	0,0 %
Véhicules commerciaux	+3,6 %
Véhicules publics	+3,7 %
Motocyclettes	+15,0 %
Remorques	-9,8 %
Véhicules à caractère non routier	-8,7 %
Changement global des recettes tirées des primes	-0,0 %

Les révisions fondées sur l'expérience varient selon le véhicule de - 15 % à +15 %, et ce, en prenant en compte les faits relatifs aux réclamations basées sur le type d'utilisation du véhicule, le territoire sur lequel le véhicule est utilisé et le type de véhicule. Ces primes de véhicules n'englobent pas le coût total prévu des indemnités d'assurance et de la garantie des véhicules dont le propriétaire fait l'objet de révisions fondées sur l'expérience. Dans certains cas, les révisions sont plafonnées à 15 %. La Régie a approuvé toutes les demandes de révisions fondées sur l'expérience déposées par la SAPM.

Une autre composante qui influe sur les modifications de primes demandées est le maintien en vigueur du système de Tarification automobile selon la sinistralité canadienne (CLEAR) pour les véhicules à passagers et les camions légers, qui n'avaient que des modifications mineures à rapporter depuis le dernier exercice. La SAPM a proposé une application progressive pluriannuelle du système CLEAR qui n'engendrait pas de revenus. Les effets de la modification des groupes tarifaires, de l'écart au niveau des tarifs et des rajustements au titre de compensation pour garantir la neutralité des revenus ont entraîné une diminution annuelle des primes touchant 46 % de tous les véhicules, la plupart bénéficiant d'une réduction de 50 $ ou moins. Les primes sont demeurées les mêmes dans 1 % des cas et ont augmenté de 50 $ ou moins dans 53 % des cas. La Régie a approuvé les modifications de primes des groupes tarifaires du système CLEAR.

La Régie a réaffirmé que la fourchette cible appropriée en matière de RST relativement à l'établissement des tarifs se situe entre 50 et 80 millions de dollars. Le conseil d'administration de la SAPM a institué une nouvelle politique, en vigueur depuis le 1er mars 2002, qui fixe la limite supérieure des bénéfices non répartis de la Division des services de garanties supplémentaires pour risques spéciaux (SGS) de la SAPM à 33 millions de dollars jusqu'à l'exercice 2005. Les fonds excédentaires seront transférés vers la RST de base conformément à la politique de la SAPM. Le transfert effectué pour l'exercice 2003 était de 14,5 millions de dollars, avec, par la suite, un transfert annuel estimé de 3,0 millions de dollars jusqu'à l'exercice 2005. La Régie a accepté la position de la SAPM selon laquelle les fonds devraient être considérés comme un transfert, et non comme un bénéfice net du programme de base. On prévoit qu'à la suite de ces transferts, la RST devrait atteindre 75,7 millions de dollars le 28 février 2003 et, selon les projections, 88,5 millions de dollars le 29 février 2004.

La SAPM a poursuivi ses efforts pour restreindre le coût des réparations d'autos par

l'utilisation accrue de pièces de réserve ou recyclées lorsque cela convient, sans toutefois compromettre la sécurité, et a continué à former son personnel aux techniques modernes de réparation. Bien que les économies attribuables à l'utilisation de pièces de réserve ou recyclées aient atteint 18,5 millions de dollars au cours de l'exercice 2002 et 16,1 millions de dollars en 2001, les coûts associés aux réclamations continuent d'augmenter. Les initiatives mises de l'avant par la SAPM pour restreindre les coûts liés aux dommages corporels n'ont pas changé depuis l'an dernier. La Régie a encouragé la SAPM à poursuivre et, si possible, à accroître ses efforts visant à restreindre les coûts associés aux indemnisations pour dommages matériels et dommages corporels.

La SAPM poursuit ses programmes éducatifs visant à accroître l'utilisation de la ceinture de sécurité, à diminuer les cas de conduite avec facultés affaiblies et le nombre d'accidents dus aux excès de vitesse. Elle continue de promouvoir le programme d'éducation routière à l'intention des élèves du secondaire. La SAPM a déposé un rapport d'évaluation indépendant (le Manifest Report) de ses initiatives en matière de sécurité routière. Comme le rapport n'a pas été déposé avant le 30 septembre 2002, soit juste avant l'audience, la Régie a ordonné à la SAPM de préparer un rapport faisant état de sa réponse au Manifest Report et de ses plans à venir en ce qui a trait aux programmes de sécurité routière, et de le remettre à la Régie à l'occasion de la prochaine demande tarifaire générale.

La Régie se disait très préoccupée par l'augmentation des coûts associés aux réclamations pour vol de véhicule, en soulignant que ces coûts étaient de 24,9 millions de dollars pour l'exercice 2002 et qu'ils avaient atteint 145 millions de dollars depuis 1996. La Régie reconnaît que la SAPM ne peut régler à elle seule ce problème et que les organismes chargés de l'application des lois ont aussi un rôle crucial à jouer à l'égard de ce problème de société. La Régie a recommandé à la SAPM de transmettre ses préoccupations à d'autres organismes. Elle a invité la SAPM à collaborer avec d'autres intervenants pour garantir un effort plus considérable et mieux coordonné dans la résolution de ce problème.

La Régie a observé qu'à l'instar des années antérieures, les statistiques des sinistres relatifs à la classe « motocyclette » indiquent que l'augmentation de prime requise devrait être supérieure à 36 %, mais que la SAPM l'a plafonnée à 15 %. La Régie a aussi noté qu'à moins d'un changement dans l'attitude des conducteurs, le coût des réclamations continuera sans doute d'augmenter. La Régie reconnaît que presque quatre ans se sont écoulés depuis qu'elle a examiné pour la première fois l'utilisation d'un modèle de transfert des pertes pour déterminer les taux de prime. Des éléments comme la composition du parc de véhicules et les statistiques des sinistres relatifs aux principales classes de véhicules peuvent avoir changé, rendant par le fait même utile l'examen de la méthode actuelle de la SAPM. La Régie demandera à la SAPM d'examiner le modèle de transfert des pertes et de présenter ses recommandations à cet égard à l'occasion de la prochaine demande tarifaire générale.

En réponse aux préoccupations soulevées par la Manitoba Car and Truck Rental Association concernant le programme de rabais pour une flotte de véhicules de la SAPM, la Régie a accepté l'offre de celle-ci et l'a chargée de coordonner des réunions avec toutes les parties concernées par la question et d'en présenter les résultats à la Régie à l'occasion de la prochaine demande tarifaire générale.

LOI SUR LES MUNICIPALITÉS

SERVICES D'EAU ET D'ÉGOUT

La Régie a rendu au total 75 ordonnances concernant des demandes qui lui ont été soumises par des autorités municipales locales. Ces ordonnances se répartissent comme suit :

i) 53 ordonnances ayant trait aux demandes d'approbation et d'autorisation concernant les méthodes de recouvrement relatives aux déficits de fonctionnement;

ii) 22 ordonnances ayant trait à des demandes de révision, de modification ou d'établissement de tarifs. Les lignes directrices que la Régie a rédigées et distribuées aux autorités locales ont été appliquées dans la mesure du possible, afin de faciliter la conception tarifaire et d'assurer un revenu suffisant pour couvrir les frais d'exploitation normalement prévus, plus une réserve adéquate pour éventualités. Les demandes ont été traitées dans le cadre d'audiences publiques ou par avis à retourner. Dans tous les cas, les municipalités et les clients concernés des services d'eau et d'égout ont reçu un avis suffisant.

Le personnel de la Régie a aidé les municipalités requérantes et d'autres clients qui envisageaient des modifications et qui voulaient qu'on les aide à préparer leur demande, diminuant ainsi les frais encourus par les municipalités pour la production d'un rapport. Le personnel de la Régie a rencontré les représentants municipaux pour s'assurer que les demandes étaient déposées selon le modèle prescrit par la Régie, et ce, conformément à la Loi. Dans la plupart des cas, ces demandes exigeaient la préparation d'études des tarifs et des audiences publiques ont eu lieu dans les municipalités requérantes au besoin.

LOI SUR LA PROTECTION DES VOIES PUBLIQUES

Conformément à l'article 21 de la *Loi sur la protection des voies publiques*, la Régie est l'organisme d'appel des décisions du Conseil routier en ce qui a trait aux demandes de permis relatifs au changement d'usage d'une promenade à accès, au déplacement d'une promenade à accès ou à la construction d'une promenade à accès sur une route à accès limité, de même qu'aux demandes de permis relatifs à l'érection d'une construction à l'intérieur des lignes de contrôle d'une route à accès limité.

En 2002, la Régie a tenu deux audiences. Le premier appel concernait le changement d'usage d'une promenade reliée par une bretelle à la route 9. Le second appel concernait les problèmes d'accès et de circulation sur une propriété foncière privée dus à la présence d'une voie de service. La Régie a rejeté les deux appels.

LOI SUR LES ARRANGEMENTS PRÉALABLES DE SERVICES DE POMPES FUNÈBRES

Conformément à la *Loi sur les arrangements préalables de services de pompes funèbres*, la Régie est responsable de l'octroi de permis aux sociétés qui vendent des plans de préarrangements funéraires et d'examiner si les activités de ces firmes sont conformes aux conditions prescrites par la Loi.

En 2002, la Régie a procédé à 22 renouvellements de permis et a délivré un nouveau permis. Elle a pris acte de 15 demandes de révision des frais de gestion.

La Régie continue d'examiner les rapports annuels déposés par les titulaires de permis et leurs fiduciaires, rapports portant sur les plans de préarrangements funéraires vendus et sur les fonds prévus au contrat détenus en fiducie.

LOI SUR LES CIMETIÈRES

Conformément à la Partie III de la *Loi sur les cimetières*, la Régie examine les demandes des propriétaires de cimetières, de columbariums et de mausolées exploités en vue de faire un profit ou, lorsqu'ils ne sont pas exploités à cette fin, pour lesquels plus de 15 emplacements ont été vendus au cours d'une année quelconque, et délivre des permis à ces propriétaires. La présente Loi ne s'applique pas aux cimetières qui appartiennent aux congrégations religieuses ou aux municipalités.

Conformément à la Partie II de la Loi, la Régie approuve les plans de construction de crématoires et délivre les permis en autorisant l'exploitation.

Au cours de l'année, la Régie a renouvelé les permis d'exploitation de 11 cimetières, de 31 columbariums, de 5 mausolées et de 13 crématoires.

Elle a délivré 82 permis et autorisé un transfert de permis en vue de vendre des services de cimetières. Ces permis ont été délivrés soit aux propriétaires, soit aux employés préposés aux ventes. De plus, 16 demandes de révision des grilles tarifaires relatives aux espaces, aux matériaux et aux services ont été autorisées.

La Régie continue de superviser dans quelle mesure les titulaires de permis remplissent leurs obligations en ce qui concerne les fonds d'entretien perpétuel recueillis et déposés dans des fonds en fiducie par les fiduciaires autorisés, et ce, conformément à la *Loi sur les cimetières*.

INFORMATION FINANCIÈRE

REVENUS ET DÉPENSES

Les opérations financières de la Régie entrent dans le budget des dépenses du ministère de la Consommation et des Corporations, lequel est devenu une division du ministère des Finances le 25 septembre 2002. Par conséquent, les dépenses de la Régie sont payées à même le fonds consolidé puis recouvrées auprès des industries réglementées.

Les dépenses et les revenus de la Régie pour l'exercice se terminant le 31 mars 2002 se répartissent comme suit :

Revenus	1 452 331,19 $
Dépenses	
Coûts associés à la réglementation des taux et à la sécurité	652 656,21 $
Salaires et indemnités quotidiennes	506 498,89 $
	1 159 155,10 $
Différence	293 176,09 $

L'ordonnance 38/89 énonce les moyens qu'utilise la Régie pour recouvrer les dépenses liées aux audiences qu'elle entend. L'ordonnance 2/94 ainsi que le décret 142/1994 permettent à la Régie de recouvrer les coûts, y compris les frais d'administration et les salaires, auprès des principales industries réglementées dont la Société d'assurance publique du Manitoba, Hydro-Manitoba, Centra Gas Manitoba Inc. et Stittco Utilities Man Ltd.

FINANCEMENT DES INTERVENANTS

Conformément à la Loi sur la Régie des services publics et à l'ordonnance 163/87, la Régie peut allouer les dépens des parties qui interviennent à l'égard des questions qui lui sont soumises. Ces coûts sont payés directement par l'entité requérante et, par conséquent, n'entrent pas dans les dépenses de la Régie. Le détail des allocations des dépens au cours de l'année civile 2002 se présente comme suit :

	Montant demandé	Montant accordé
Société d'assurance publique du Manitoba		
Tarifs d'assurance pour 2002		
ACC/MSOS[1]	59 881,45 $	59 881,45 $
ABC[2]	10 117,40 $	6 070,44 $
CMMG[3]	11 808,46 $	11 808,46 $
MCTRA[4]	87 898,50 $	0
Centra Gas Manitoba Inc.		
Tarifs de vente du gaz d'inventaire en vigueur le 1er février 2002		
ACC/MSOS	4 415,07 $	4 415,07 $
Tarif de vente du gaz d'inventaire en vigueur le 1er mai 2002		
ACC/MSOS	4 955,11 $	4 955,11 $
2001/02 DTG et requêtes en rectification		
ACC/MSOS	28 354,37 $	28 354,37 $
Coût du gaz pour la période 2002-2003		
ACC/MSOS	76 226,09 $	75 903,60 $
GANG[5]	1 145,96 $	1 145,96 $
Tarifs de vente du gaz d'inventaire en vigueur le 1er août 2002		
ACC/MSOS	2 228,76 $	2 228,76 $
Tarifs de vente du gaz d'inventaire en vigueur le 1er novembre 2002		
ACC/MSOS	2 644,15 $	2 644,15 $
Hydro-Manitoba		
Activités d'intégration résultant de l'acquisition de Centra		
ACC/MSOS	307 236,45 $	291 474,61 $
MIPUG[6]	47 547,86 $	47 547,86 $

	Montant demandé	Montant accordé
Remise du rapport de situation		
MIPUG	135 546,31 $	0
TREE[7]	48 676,72 $	48 676,72 $

[1]Association des consommateurs du Canada (Manitoba) Inc./Manitoba Society of Seniors
[2]Association du Barreau canadien (Division du Manitoba)
[3]Coalition of Manitoba Motorcycle Groups Inc.
[4]Manitoba Car and Truck Rental Association Inc.
[5]Gladstone Austin Natural Gas Co-op Ltd.
[6]Manitoba Industrial Power Users Group
[7]Time to Respect Earth's Ecosystems Inc.